ANDREA PASTORELLI
PERITO INDUSTRIALE ELETTROTECNICO
58100 GROSSETO - Via Sauro, 41a

Andrea Pastorelli

Tel. - Fax +390564492442 - Cell. 347 3183434
C.F. PSTNDR67P12E202N - P.IVA 01060400536
Web: www.andreapastorelli.it
E-mail: info@andreapastorelli.it

UBICAZIONE:

Comune di Scansano

Provincia di Grosseto

OGGETTO:

PROGETTO PER LA COSTRUZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MEDIANTE CONVERSIONE FOTOVOLTAICA DELLA RADIAZIONE SOLARE POTENZA NOMINALE 11,55 kW

UBICAZIONE

SCUOLA MATERNA
Via Puccini - SCANSANO

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA GENERALE

COMMESSA: 08-C17	COMMITTENTE: *AMMINISTRAZIONE COMUNALE DI SCANSANO*	TAVOLA N.: E01	FASE PROGETTUALE: ESECUTIVO
ARCHIVIO: 08C17\E01	*Via XX Settembre, 34*		
SOFTWARE: MS OFFICE 2007	*SCANSANO (GR)*	SCALA:	

REV:	DATA	DESCRIZIONE
01	MAG 08	PRELIMINARE
02	LUG 08	DEFINITIVO – ESECUTIVO

IL PROGETTISTA

COLLEGIO DEI PERITI INDUSTRIALI – GROSSETO – PER. IND. ANDREA PASTORELLI ISCR. ALBO N° 386

L'IMPRESA ESECUTRICE

IL COMMITTENTE

IL PROPRIETARIO

I N D I C E

1) RIFERIMENTI NORMATIVI.

Il presente elaborato è stato redatto mediante la consultazione delle leggi, dei decreti e che regolano tali opere ed in particolare:

Riferimento	Titolo
D.Lgs. 29/12/2003 n.387	Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili sul mercato interno dell'elettricità
DM 19/02/2007	Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 003, n.387
Delibera AEEG 11/4/2007 n.88/07	Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
Delibera AEEG 11/4/2007 n.89/07	Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alla reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1 kV.
Delibera AEEG 11/4/2007 n.90/07	Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
Legge Regione Toscana 24 febbraio 2005 n.39	Disposizioni in materia di energia
D.M. 22 gennaio 2008 n.37	Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n.248 del 2 dicembre 2005, recante il riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione di impianti all'interno degli edifici.

La normativa tecnica di riferimento adottata per la progettazione, realizzazione e manutenzione dell'impianto di cui all'oggetto è la seguente:

Rif.	N° fascicolo	Titolo
ENEL	DK 5940	Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT
CEI 0-2	6578	Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
CEI 0-4/1	4465	Documenti CEI normativi e non normativi Parte 1: Tipi, definizioni e procedure
CEI 0-5	3953	Dichiarazione CE di conformità Guida all'applicazione delle Direttive Nuovo Approccio e della Direttiva Bassa Tensione (Memorandum CENELEC N°3)
CEI 0-10	6366	Guida alla manutenzione degli impianti elettrici
CEI 0-11	6613	Guida alla gestione in qualità delle misure per la verifica degli impianti elettrici ai fini della sicurezza
CEI 0-13	7298	Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature
CEI 3-14	7567	Segni grafici per schemi Elementi dei segni grafici, segni grafici distintivi ed altri segni di uso generale
CEI 3-15	7568	Segni grafici per schemi

		Conduttori e dispositivi di connessione
CEI 3-18	7571	Segni grafici per schemi Produzione, trasformazione e conversione dell'energia elettrica
CEI 3-19	7572	Segni grafici per schemi Apparecchiature e dispositivi di comando e protezione
CEI 3-20	7573	Segni grafici per schemi. Strumenti di misura, lampade e dispositivi di segnalazione
CEI 3-23	7576	Segni grafici per schemi. Schemi e piani d'installazione architettonici e topografici
CEI 3-24	7577	Segni grafici per schemi Elementi analogici
CEI 3-27	3090 C	Segni grafici da utilizzare sulle apparecchiature – Indice, sommario e compilazione dei singoli fogli.
CEI EN 80416-1 (CEI 3-28)	7530	Principi di base per segni grafici utilizzati sulle apparecchiature Parte 1: Creazione di segni originali
CEI EN 61082-1 (CEI 3-36)	4387 C	Preparazione di documenti utilizzati in elettrotecnica Parte 1: Prescrizioni generali
CEI EN 61082-2 (CEI 3-38)	3093 R	Preparazione di documenti utilizzati in elettrotecnica Parte 2: Schemi orientati alla funzione
CEI EN 61082-3 (CEI 3-39)	3094 R	Preparazione di documenti utilizzati in elettrotecnica Parte 3: Schemi, tabelle e liste delle connessioni
CEI EN 61360-1 (CEI 3-40)	6562	Tipi normalizzati di elementi di dati con schema di classificazione per componenti elettrici Parte 1: Definizioni - Principi e metodi
CEI EN 61286 (CEI 3-41)	3528	Tecnica dell'informazione. Insieme di caratteri grafici codificati da usare nella preparazione di documenti utilizzati nell'elettrotecnica e per lo scambio di informazioni
CEI EN 61082-4 (CEI 3-42)	3529	Preparazione di documenti utilizzati in elettrotecnica Parte 4: Documenti di disposizione e di installazione
CEI EN 62027 (CEI 3-48)	6036	Preparazione liste dei componenti
CEI EN 62023 (3-49)	6072	Strutturazione dell'informazione tecnica e documentazione
CEI EN 60417-2 (CEI 3-50)	6244E	Segni grafici da utilizzare sulle apparecchiature Parte 2: Segni originali
CEI EN 82045-1 (3-52)	6513	Gestione dei documenti Parte 1: Principi e metodi
CEI 8-6	3859	Tensione nominale per i sistemi di distribuzione pubblica dell'energia elettrica a bassa tensione
CEI 11-17	3407	Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
CEI 11-17 V1	6834	Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
CEI 11-20	5732	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
CEI 11-20 V1	7394	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
CEI EN 60909-0 (11-25)	6317	Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti

CEI EN 60865-1 (11-26)	4141	Correnti di corto circuito. Calcolo degli effetti. Parte 1: Definizioni e metodo di calcolo
CEI 11-27	7522	Lavori su impianti elettrici
CEI 11-35	7491	Guida alla esecuzione della cabine elettriche MT/BT del cliente/ utente finale
CEI 11-37	6957	Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione superiore a 1 kV
CEI EN 50110-1 (CEI 11-48)	4805	Esercizio degli impianti elettrici
CEI EN 50110-2 (CEI 11-42)	4806	Esercizio degli impianti elettrici (Allegati nazionali)
CEI 16-1	3340	Individuazione dei conduttori isolati
CEI EN 60445 (CEI 16-2)	5707	Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura ed identificazione. Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
CEI EN 60073 (CEI 16-3)	6878	Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, la marcatura e l'identificazione. Principi di codifica per gli indicatori e gli attuatori.
CEI EN 60446 (CEI 16-4)	5486	Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, la marcatura e l'identificazione. Individuazione dei conduttori tramite colori o codici numerici
CEI 16-6	3014	Codice di designazione dei colori.
CEI 16-7	3087	Elementi per identificare i morsetti e le terminazioni dei cavi.
CEI EN 60947-2 (CEI 17-5)	7490	Apparecchiature a bassa tensione Parte 2: Interruttori automatici
CEI EN 60947-3 (CEI 17-11)	5755	Apparecchiatura a bassa tensione Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili
CEI EN 60947-3/A1 (CEI 17-11 V1)	6381	Apparecchiatura a bassa tensione Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili
CEI EN 60947-2 (CEI 17-5)	7490	Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici
EN 62271-200 (CEI 17-6)	7980	Apparecchiature ad alta tensione. Parte 200: Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 kV a 52 kV
CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1)	5862	Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte1 : Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
CEI EN 60947-1 (CEI 17-44)	5696	Apparecchiature a bassa tensione Parte 1: Regole generali
CEI EN 60947-1/A1 (CEI 17-44 V1)	6363	Apparecchiature a bassa tensione Parte 1: Regole generali
CEI EN 60947-1/A2 (CEI 17-44 V2)	6518	Apparecchiature a bassa tensione Parte 1: Regole generali
CEI EN 60947-7-1 (CEI 17-48)	7166	Apparecchiature a bassa tensione Parte 7-1: Apparecchiature ausiliarie - Morsetti componibili per

		conduttori di rame
CEI 17-70	5120	Guida all'applicazione delle norme dei quadri di bassa tensione
CEI EN 50298 (CEI 17-71)	5306	Involucri vuoti per apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione. Prescrizioni generali
CEI EN 50274 (CEI 17-82)	6627	Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione - Protezione contro le scosse elettriche Protezione dal contatto diretto pericoloso con parti attive pericolose
CEI 20-27	5640	Cavi per energia e segnalamento. Sistema di designazione
CEI 20-27 V1	6337	Cavi per energia e segnalamento. Sistema di designazione
CEI 20-38/1	3641	Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi Parte I - Tensione nominale Uo/U non superiore a 0,6/1 kV
CEI 20-38/1 V1	6338	Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi Parte I - Tensione nominale Uo/U non superiore a 0,6/1 kV
CEI 20-38/1 V2	7401	Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio senza alogeni. Parte I - Tensione nominale Uo/U non superiore a 0,6/1 kV
CEI 20-40	4831	Guida per l'uso dei cavi a bassa tensione
CEI 20-40 V1	7402	Guida per l'uso dei cavi a bassa tensione
CEI 20-40 V2	7403	Guida per l'uso dei cavi a bassa tensione
CEI 20-65	5836	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente.
CEI 20-67	5915	Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV
CEI 23-31	3764	Sistemi di canali metallici e loro accessori ad uso portacavi e portapparecchi
CEI EN 50086-1	3840	Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche. Parte 1: Prescrizioni generali
CEI EN 50086-2-4	6093	Sistemi di canalizzazioni per tubi. Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per tubi interrati
CEI EN 50086-2-4/A1	6093	Sistemi di canalizzazioni per tubi. Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per tubi interrati
CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1)	7276	Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata
CEI EN 61008-1 (CEI 23-42)	5397	Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali
CEI EN 61008-1 (CEI 23-44)	5398	Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali
CEI EN 50086-2-4	3484R	Sistemi di canalizzazione per cavi Sistemi di tubi

-(CEI 23-46)		Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
CEI EN 50086-2-4/A1 (CEI 23-46)	6093	Sistemi di canalizzazione per cavi Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
CEI EN 50086-2-1 (CEI 23-54)	2886	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
CEI EN 50086-2-1/A1 (CEI 23-54 v1)	5215	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
CEI EN 50086-2-2 (CEI 23-55)	2887	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
CEI EN 50086-2-2/A11 (CEI 23-55 V1)	5216	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
CEI EN 50086-2-3 (CEI 23-56)	2888	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori
CEI EN 50086-2-3/A11 (CEI 23-56 V1)	5217	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori
CEI 24-1	3273	Simboli letterari da usare in elettrotecnica
CEI UNI ISO 31-3 (CEI 25-1)	6733	Grandezze ed unità di misura Fenomeni periodici e connessi
CEI UNI ISO 31-5 (CEI 25-3)	6735	Grandezze ed unità di misura Elettricità e magnetismo
CEI UNI ISO 31-12 (CEI 25-34)	6736	Grandezze ed unità di misura Numeri caratteristici
CEI EN 50086-1	3840	Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche. Parte 1: Prescrizioni generali
CEI 46-136	7427	Guida alle Norme per la scelta e la posa dei cavi per impianti di comunicazione
CEI 56-16	5304	Riesame del progetto e della progettazione
CEI 64-8/1	8608	Impianti elettrici utilizzatori con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali
CEI 64-8/2	8609	Impianti elettrici utilizzatori con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Parte 2: Definizioni
CEI 64-8/3	8610	Impianti elettrici utilizzatori con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Parte 3: Caratteristiche generali
CEI 64-8/4	8611	Impianti elettrici utilizzatori con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Parte 4: Prescrizioni per la sicurezza
CEI 64-8/5	8612	Impianti elettrici utilizzatori con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Parte 5: Scelta ed installazione dei componenti elettrici

CEI 64-8/6	8613	Impianti elettrici utilizzatori con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Parte 6: Verifiche
CEI 64-8/7	8614	Impianti elettrici utilizzatori con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari
CEI 64-12	3666	Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
CEI 64-12 V1	6950	Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
CEI EN 60904-1 CEI 82-1	8441 E	Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
CEI EN 60904-2 CEI 82-2	9087 E R	Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi solari di riferimento
CEI 64-14	2930	Guida per le verifiche degli impianti elettrici utilizzatori
CEI 64-14 V1	5779	Guida per le verifiche degli impianti elettrici utilizzatori
CEI R064-004 CEI 64-16	5236	Impianti elettrici utilizzatori con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Protezione contro le interferenze elettromagnetiche (EMI) negli impianti elettrici
CEI EN 50274	6627	Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione - Protezione contro le scosse elettriche Protezione dal contatto diretto pericoloso con parti attive pericolose
CEI EN 50295	6470	Apparecchiature di bassa tensione Sistemi di interfaccia per apparecchi di comando Interfaccia per attuatori e sensori (AS-i)
CEI EN 60904-2/A1 CEI 82-2 V1	5085	Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per le celle solari di riferimento
CEI EN 60904-3 CEI 82-3	4351 R	Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per sistemi fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
CEI EN 61173 CEI 82-4	4352 R	Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia
CEI EN 60891 CEI 82-5	4353 R	Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino. Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento
CEI EN 61194 CEI 82-7	3490	Parametri caratteristici dei sistemi fotovoltaici (FV) autonomi
CEI EN 61215 CEI 82-8	8455	Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61727 CEI 82-9	3494	Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
CEI EN 60904-5	4282	Dispositivi fotovoltaici – Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV)

CEI 82-10		attraverso il metodo della tensione a circuito aperto
CEI EN 61725 CEI 82-11	4839	Espressione analitica dell'andamento giornaliero dell'irraggiamento solare
CEI EN 61646 CEI 82-12	5003	Moduli fotovoltaici (FV) a film sottili per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 60904-7 CEI 82-13	5037	Dispositivi fotovoltaici. Parte 7: Calcolo dell'errore di disadattamento spettrale nelle prove dei dispositivi fotovoltaici
CEI EN 61345 CEI 82-14	5038	Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61724 CEI 82-15	5067	Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI EN 61829 CEI 82-16	5083	Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino Misura sul campo delle caratteristiche I-V
CEI EN 61277 CEI 82-17	5168	Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica. Generalità e guida
CEI EN 61701 CEI 82-18	5532	Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici
CEI EN 60904-8 CEI 82-19	5599	Dispostivi fotovoltaici. Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico
CEI EN 61683 CEI 82-20	6159 E	Sistemi fotovoltaici. Condizionatori di potenza. Procedure per misurare l'efficienza
CEI 61702 CEI 82-21	6160 E	Valutazione dei sistemi di pompaggio fotovoltaici ad accoppiamento diretto
CEI EN 50380 CEI 82-22	7027	Fogli informativi e dati di targa dei moduli fotovoltaici
CEI EN 62124 CEI 82-23	7729E	Fogli informativi e dati di targa dei moduli fotovoltaici
CEI EN 62093 CEI 82-24	7879 E	Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
CEI 82-25	8704 C	Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
CEI EN 50461 CEI 82-26	8734 E	Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino
CEI EN 61730-1 CEI 82-27	9105 E	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV)Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
CEI EN 61730-2 CEI 82-28	9106 E	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV)Parte 2: Prescrizioni per le prove

CEI UNEL	35024/1	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria
CEI UNEL	35024/1 EC	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria
CEI UNEL	35011	Cavi per energia e segnalamento. Sigle di designazione
CEI UNEL	35026	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata
CEI UNEL	00721	Colori di guaina dei cavi elettrici.
CEI UNEL	00722	Identificazione delle anime dei cavi.
CEI-UNEL	35752	Cavi per energia isolati con polivinilcloruro non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di alogeni. Cavi unipolari senza guiana con conduttori flessibili. Tensione nominale U0/U: 450/750 V
CEI-UNEL	35377V1	Cavi per comando e segnalamento isolati in gomma etilenpropilenica ad alto modulo G7, sotto guaina in PVC, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di alogeni. Cavi multipolari con conduttori flessibili per posa fissa con o senza schermo (treccia o nastro). Tensione nominale U0/U: 0,6/1 kV
CEI-UNEL	35371V2	Cavi per energia e per comando e segnalamento isolati con mescola elastomerica, sotto guaina termoplastica o elastomerica, non propaganti l'incendio senza alogeni. Cavi multipolari flessibili per posa fissa. Tensione nominale U0/U: 0,6/1 kV
CEI-UNEL	35755V1	Cavi per comando e segnalamento isolati con polivinilcloruro, sotto guaina di PVC, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di alogeni. Cavi multipolari con conduttori flessibili per posa fissa con o senza schermo (treccia o nastro). Tensione nominale U0/U: 0,6/1 kV
CEI-UNEL	35757V1	Cavi per energia isolati con polivinilcloruro, sotto guaina di PVC, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di alogeni. Cavi unipolari con conduttori flessibili per posa fissa Tensione nominale U0/U: 0,6/1 kV

2) DEFINIZIONI.

Ai fini di una maggiore comprensione dell'argomento trattato, vengono di seguito riportate le definizioni tecniche principali relative:

2.1) Rete elettrica

Alta Tensione (AT)
Tensione nominale tra le fasi elettriche superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV.

Altissima Tensione (AAT)
Tensione nominale tra le fasi elettriche superiore a 150 kV.

Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG)
Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Chilowatt (kW)
Multiplo dell'unità di misura della potenza, pari a 1.000 Watt.

Chilowattora (kWh)
Unità di misura dell'energia. Un chilowattora è l'energia consumata in un'ora da un apparecchio utilizzatore da 1 kW.

Codice POD
Il codice POD (Point of Delivery), introdotto dalla delibera AEEG 293/05, è definito dal gestore di rete locale. Tale codice identifica il punto di consegna dell'energia elettrica e viene utilizzato per la trasmissione delle misure al GSE.

Corrente
Flusso di cariche elettriche in un conduttore tra due punti aventi una differenza di potenziale (tensione). Si misura in A (Ampère).

Dispositivo di interfaccia
Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso controlla il collegamento elettrico dell'uscita del gruppo di conversione alla rete di utente non in isola e quindi alla rete del distributore. Questo dispositivo permette, in condizioni normali, all'impianto fotovoltaico di funzionare in parallelo con la rete del distributore e quindi all'energia elettrica generata di fluire verso detta rete; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agiscono le protezioni di interfaccia.

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Gestore Contraente
Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore di rete elettrica
E' la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima. (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Media tensione (MT)
E' una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV.

Rete del distributore
Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore
Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1 000 V compreso in c.a.

Tensione
Differenza di potenziale elettrico tra due corpi o tra due punti di un conduttore o di un circuito. Si misura in V (Volt).

Tensione alternata
Tensione tra due punti di un circuito che varia nel tempo con andamento di tipo sinusoidale. È la forma di tensione tipica dei sistemi di distribuzione elettrica, come pure delle utenze domestiche e industriali.

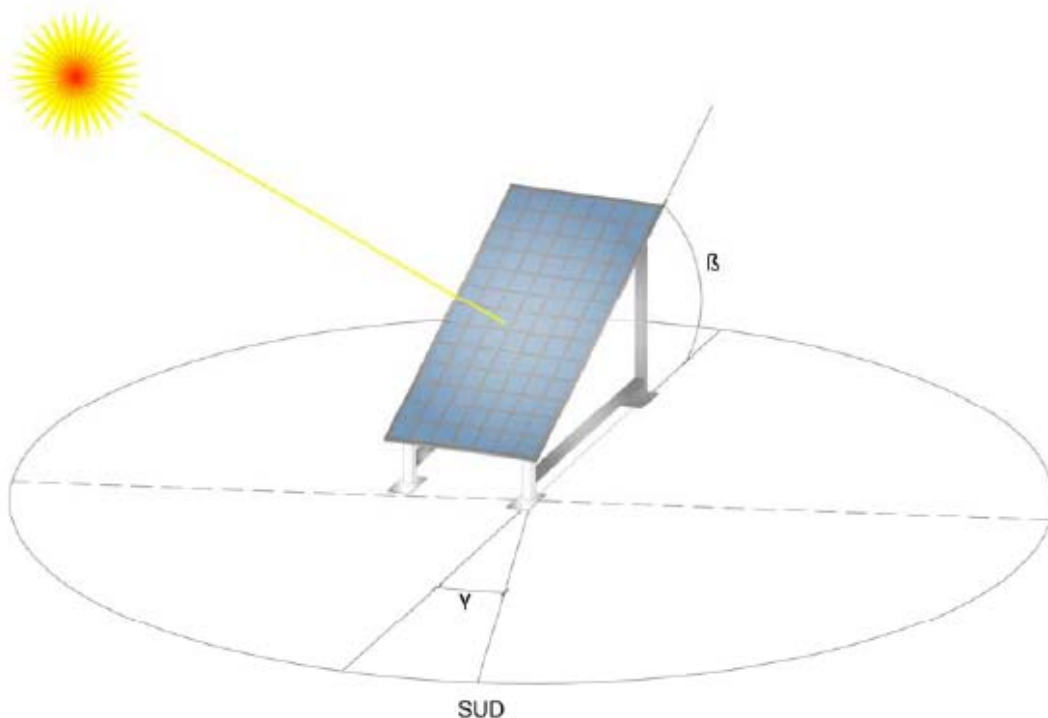
Tensione continua
Tensione tra due punti di un circuito che non varia di segno e di valore al variare del tempo. È la forma di tensione tipica di alcuni sistemi isolati (ferrovie, navi) e degli apparecchi alimentati da batterie.

Terna SpA
E' la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale.

Volt (V)
Unità di misura della tensione esistente tra due punti in un campo elettrico. Ai capi di una cella fotovoltaica si stabilisce una tensione di circa 0,5 Volt; circa 17 Volt ai capi di un tipico modulo fotovoltaico (nel punto di massima potenza).

2.2) Impianto Fotovoltaico

Acroninmi
BOS Balance Of System – vedi Resto del sistema
FV Fotovoltaico
MPPT Maximum Power Point Tracker.- vedi Inseguitore della massima potenza
NOCT Nominal Operating Cell temperature - Vedi Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica
STC Standard Test condition – vedi Condizioni di Prova Standard normalizzate

Angolo di inclinazione (o di tilt)
Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)
L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194). L'angolo **γ** assume valori positivi da Sud a Ovest e negativi da da Sud ad Est.

BOS: (Balance of system o Resto del sistema)
Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Campo fotovoltaico
Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61227).

Cella fotovoltaica
Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)
Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):
• Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.
• Irraggiamento: 1000 W/m^2, con distribuzione spettrale di riferimento (massa d’aria AM 1.5).

Conto energia
Mentre con l’espressione “incentivazione in conto capitale” si intende l’erogazione di un contributo per l’investimento necessario per la realizzazione di un impianto, con l’espressione “conto energia” viene indicato un meccanismo di incentivazione che remunera l’energia elettrica prodotta da un impianto per un certo numero di anni.

Conversione fotovoltaica
Fenomeno per il quale la luce incidente su un dispositivo elettronico a stato solido (cella fotovoltaica) genera energia elettrica.

Convertitore CC/CA, invertitore, inverter
Dispositivo elettrico statico che converte la corrente continua in corrente alternata.

Corrente massima in condizioni di prova normalizzate (Im,STC)
Corrente ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in

condizioni di prova normalizzate. Tale corrente è ottenuta, al variare dell'irraggiamento solare e della temperatura del dispositivo fotovoltaico, mediante un inseguitore di massima potenza, in genere inserito nell'inverter.

Corrente di corto circuito in condizioni di prova normalizzate (Isc,STC)
Corrente ai terminali in corto circuito di un dispositivo fotovoltaico, in condizioni di prova normalizzate.

Diodo di blocco
Diodo connesso in serie a moduli, pannelli, stringhe e generatore FV, al fine di bloccare la eventuale corrente inversa, prevenendone quindi gli effetti indesiderati (perdita di potenza, eventuali danneggiamenti dei moduli, ecc.).

Diodo di bypass
Diodo connesso in parallelo a un adeguato numero di celle fotovoltaiche, nella direzione della corrente diretta, al fine di permettere alla corrente del modulo di bypassare le celle eventualmente in ombra, prevenendo quindi riscaldamenti localizzati (hot-spot) che potrebbero danneggiare il modulo.

Dispositivo del generatore
Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico
Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semicondutori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico:
Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in mq), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico
Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/mq) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico
Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico
Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico
L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.
Generatore fotovoltaico
Vedi Campo fotovoltaico.

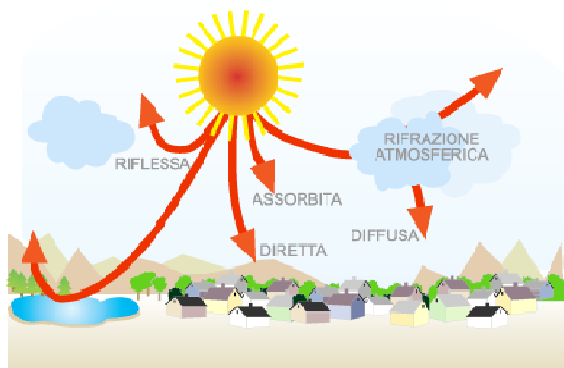
Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter)
Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico
Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore
Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico isolato dalla rete del distributore
Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) isolato dalla rete del distributore; secondo l'utilizzo, esso può essere dotato di accumulo elettrochimico e di inverter in grado di sostenere una rete di utente o una rete elettrica locale.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)
Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Irraggiamento solare (espresso in W/m^2)
Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3)

Modulo fotovoltaico
Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Pannello fotovoltaico
Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61227).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)
Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico
Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico
Potenza elettrica (espressa in Wp) determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico
Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un impianto fotovoltaico
Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico
Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Radiazione
Integrale dell'irraggiamento (espresso in kWh/m^2), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Resto del sistema
Vedi BOS: (balance of system)

Scatola di giunzione del modulo FV
Involucro, posizionato sul retro del modulo, nel quale sono effettuate le connessioni elettriche del modulo ed in cui sono posizionati i diodi di bypass. A tale scatola di giunzione sono connessi i cavi di collegamento agli altri moduli o ai quadri elettrici di parallelo (CEI 64-8/7 par. 712.3.5).

Schiera fotovoltaica
Complesso meccanico integrato di moduli o pannelli fotovoltaici insieme alla loro struttura di supporto, ma con esclusione delle fondazioni, dell'inseguitore, del dispositivo di controllo termico e di altri componenti similari, realizzato per formare un'unità che generi potenza in c.c. (CEI EN 61227).

Sistema fotovoltaico
Vedi Impianto fotovoltaico.

Soggetto responsabile
Il DM 19 febbraio 2007 definisce il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto come colui che ha diritto, nel rispetto delle disposizioni del DM, a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti.

Solarimetro
Strumento utilizzato per la misura dell'irraggiamento su un piano di captazione, basato su sensori al Silicio. E' usualmente utilizzato nei sistemi di monitoraggio di impianti fotovoltaici. Viene spesso preferito al piranometro in quanto rispetto a quest'ultimo presenta un costo più contenuto e il vantaggio di non richiedere frequenti calibrazioni.

Sottosistema fotovoltaico
Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)
Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 1000 W/m2, temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Tensione a vuoto in condizioni di prova normalizzate (VOC,STC)
Tensione, in condizioni di prova normalizzate, ai terminali non caricati (aperti) di un
dispositivo fotovoltaico.

Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico
Tensione massima ammessa per il sistema in cui il modulo fotovoltaico viene inserito (CEI EN 50380), come dichiarata dal costruttore e normalmente certificata. Il valore usuale della tensione massima ammessa è attualmente compreso fra 600 V e 1 000 V.

Tensione massima in condizioni di prova normalizzate (Vm,STC)
Tensione ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in condizioni di prova normalizzate. Tale tensione è ottenuta, al variare dell'irraggiamento solare e della temperatura del dispositivo fotovoltaico mediante un inseguitore di massima potenza, in genere inserito nell'inverter.

3) VALENZA DELL'INIZIATIVA.

3.1) Generalità

L'obiettivo generale del progetto è la realizzazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, per mezzo della installazione di un set di pannelli fotovoltaici e dei relativi sistemi di supporto, unità per la conversione, dispositivi di cablaggio, quadri elettrici, dispositivi di interfaccia per la messa in rete dell'impianto, dispositivi di supervisione e controllo e quant'altro necessario al funzionamento dell'impianto stesso.
Lo scopo finale, quindi, è quello di realizzare, per ciascun sito di installazione, un impianto che sia in grado di produrre energia elettrica sufficiente a coprire il fabbisogno energetico annuo della struttura, beneficiando della disciplina dello "scambio sul posto" *(net metering)* di cui alle delibere AEEG 188/05 e 40/06 ed accedendo, nel contempo, ai benefici del "Conto Energia", come richiamato ai paragrafi precedenti.
La realizzazione degli interventi va, quindi, nella direzione di una azione di sostenibilità ambientale e di recupero di assoluto pregio, poiché si va a "sfruttare" l'area per fini pienamente in linea con le previsioni delle normative internazionali (Protocollo di Kyoto), nazionali (Piano Energetico Nazionale)e regionali (Piano Energetico Ambientale) in materia di sviluppo della produzione energetica da fonti rinnovabili.
L'obiettivo generale del progetto è la realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, per mezzo della installazione di un set di pannelli fotovoltaici e dei relativi sistemi di supporto, unità per la conversione, dispositivi di cablaggio, quadri elettrici, dispositivi di interfaccia per la messa in rete dell'impianto, dispositivi di supervisione e controllo e quant'altro necessario al funzionamento dell'impianto stesso.

3.2) Informazioni relative alle strutture

Il progetto, nel suo insieme, prevede alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia radiante solare (brevemente impianto fotovoltaico) a servizio della **SCUOLA MATERNA di SCANSANO** di proprietà comunale e caratterizzato dalla potenza di picco pari a **11,55 kWp**

3.3) Obiettivi

Con la realizzazione degli impianti oggetto della presente progettazione, si intende conseguire un significativo risparmio energetico per ciascuna struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

3.4) Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata

come produzione del primo anno e la perdita di efficienza annuale indicata in 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

3.5) Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.220
TEP risparmiate in un anno	3.695
TEP risparmiate in 20 anni	32.458

Fonte dei dati: Articolo 2, comma 3, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004

3.6) Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

e

Emissioni evitate in atmosfera di	CO_2	SO_2	NO_X	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	496.0	0.93	0.58	0.029
Emissioni evitate in un anno [kg]	8 330,32	15.62	9.74	0.49
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	73 175.48	137.21	85.56	4.31

Fonte dei dati: Rapporto ambientale ENEL 2006

4) DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO.

4.1) Generalità

Il progetto di prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia radiante solare (brevemente impianto fotovoltaico) a servizio dei fabbricati di proprietà comunale sottoelencati e caratterizzati dalle potenze di picco indicate:

SCUOLA MATERNA - Via Puccini - P_n = 11,550 kW_p

L'impianto sarà ubicato sulla porzione di copertura avente esposizione solare idonea al posizionamento dei pannelli e con modalità di posa in grado di garantire la parziale integrazione architettonica per gli impianti ubicati sui fabbricati delle scuole (secondo quanto indicato dall'art.2, comma 1, lettera b3 del DM 19/2/2007).
Tutti gli impianto saranno realizzati in modo che possano operare in parallelo alla rete pubblica di distribuzione di energia, in conformità alle disposizioni tecniche legislative e normative emanate dagli enti preposti (ENEL e AEEG).

4.2) Caratteristiche funzionali

Ciascun impianto sarà realizzato con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a) $$P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I/I_{stc}$$

dove:

P_{cc}: potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del ± 2%;

P_{nom}: potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I: irraggiamento misurato sul piano dei moduli misurato in W/m^2, con precisione migliore del ± 3%;

I_{stc}: irraggiamento in condizioni di prova standard, pari a 1000 W/m^2.

Tale condizione deve essere verificata per I > 600 W/m^2.

b) $$P_{ca} > 0,90 \times P_{cc}$$

dove:

P_{ca}: potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%;

Tale condizione deve essere verificata per Pca > 90% della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua incorrente alternata.

4.3) Scelte Tecniche

Le specifiche tecniche di massima dell'impianto non possono che muoversi nelle seguenti direzioni:

a. la dimensione;
b. la configurazione;
c. la qualità dei componenti;

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico ;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo);

4.4) Disposizione ed ubicazione dei moduli fotovoltaici

La valutazione dell'ubicazione dell'impianto non può prescindere dall'orientamento del fabbricato sul cui tetto sarà installato l'impianto; trattandosi di tetto piano saranno installate strutture metalliche in alluminio idonee per l'alloggiamento dei moduli fotovoltaici ed in grado di garantire l'inclinazione rispetto al piano di 32° con una esposizione a sud

Foto 01 – vista della superficie di copertura della scuola

Foto 02 – vista della superficie della scuola con l'instalazione dei pannelli fotovoltaici

ANDREA PASTORELLI
PERITO INDUSTRIALE ELETTROTECNICO
58100 GROSSETO – Via Sauro n. 41/A Tel. Fax 0564 492442 Cell.3473183434
Partita IVA 01060400536 - C.F. PSTNDR67P12E202N
Web: www.andreapastorelli.it e-mail:info@andreapastorelli.it

Foto 03 – vista della scuola

Foto 04 – vista della scuola con i pannelli fotovoltaici

4.5) Criteri di Scelta dei Componenti Principali

Le caratteristiche tecniche dei componenti principali costituenti l'impianto, con particolare riferimento ai pannelli fotovoltaici e all'inverter, sono evidenziate nei successivi capitoli della presente relazione.

Per quanto riguarda i quadri di campo ed il quadro di parallelo saranno realizzati con dispositivi di protezione e comando di normale uso impiantistico alloggiato all'interno di contenitori metallici o in materiale termoplastico aventi il grado di protezione adeguato all'ambiente di installazione. All'interno dei quadri di campo saranno posizionati, altresì, i dispositivi di protezione (scaricatori di sovratensione) contro le sovratensioni di origine atmosferica, opportunamente dimensionati per garantire la protezione richiesta.

4.6) Sistema di Controllo Remoto

Uno dei componenti più importanti dell'intero impianto sarà costituito dal sistema di controllo che permetterà, tramite la lettura di una serie di parametri funzionali, la manutenzione "*on condition*" e la gestione dei flussi energetici.

In pratica, un sistema di acquisizione dati posto a bordo dell'impianto rileverà una serie di parametri campionati nel tempo che sarà in grado, ad ogni intervallo di campionatura, di:

a) caratterizzare la produzione elettrica globale;
b) verificare il funzionamento ed il grado di efficienza produttiva e, nel caso di valori anomali di alcuni parametri, far sì che sia possibile all'utente provvedere la manutenzione prima di potenziali malfunzionamenti;
c) gestire i flussi energetici.

5) DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.

5.1) Generalità

Il generatore fotovoltaico sarà esposto alla radiazione solare e l'inclinazione dei moduli sul piano orizzontale deve essere tale da massimizzare l'energia prodotta dal sistema fotovoltaico nei mesi in cui è richiesta la massima erogazione d'energia elettrica.

Per quanto riguarda la quantità di energia elettrica producibile è stata calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma UNI 10349 e assumendo, come efficienza operativa media annuale dell'impianto, il 75% dell'efficienza nominale del generatore fotovoltaico.

L'efficienza nominale del generatore fotovoltaico è numericamente data, in pratica, dal rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kW) e la relativa superficie (espressa in m^2 e intesa coma somma della superficie dei moduli).

Inoltre, l'impianto è progettato e sarà realizzato per avere:

- una potenza lato corrente continua superiore all'85% della potenza nominale del generatore fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento;
- una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 90% della potenza lato corrente continua (efficienza del gruppo di conversione);

e, pertanto, una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 75% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento.

L'intero impianto godrà di una garanzia non inferiore a due anni a far data dal collaudo dell'impianto stesso, mentre i moduli fotovoltaici godranno di una garanzia non inferiore a 12 anni e comunque di una garanzia sulla potenza non inferiore all'80% per 25 anni.

5.2) Dimensionamento energetico

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato sulla base della:

– disponibilità della fonte solare;
– disponibilità di spazi sui quali installare il generatore fotovoltaico;
– guadagno energetico preventivato, nel caso di impianti di produzione, e/o di riduzione della spesa energetica desiderata, nel caso di impianti di autoproduzione.

5.3) Disposizione dei moduli

Nel valutare lo spazio necessario per l'installazione del generatore fotovoltaico si è tenuto conto che il generatore fotovoltaico è posto su una superficie inclinata e, quindi, il loro posizionamento non può prescindere dall'inclinazione del tetto.

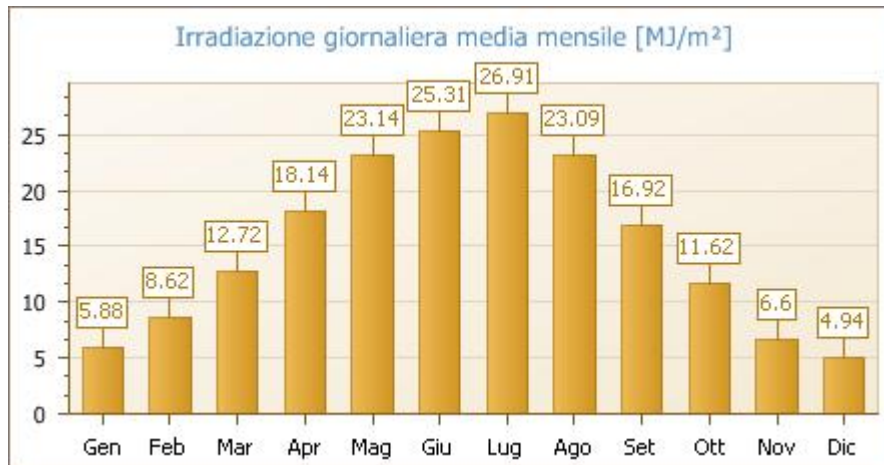
5.4) Irradiazione giornaliera media mensile

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione può essere verificata utilizzando i dati riportati nella Norma UNI 10349 relativi, fra l'altro, a valori giornalieri medi mensili della radiazione solare sul piano orizzontale di ciascuna provincia italiana.

Il calcolo della radiazione solare ricevuta da una superficie fissa comunque esposta ed orientata può essere determinata mediante le formule riportate nella Norma UNI 8477 che utilizzano i valori giornalieri medi mensili della radiazione solare diretta e diffusa sul piano orizzontale forniti dalla

Norma UNI 10349.Per la località sede dell'intervento sono state presi in considerazione i valori noti del comune limitrofo più vicino ovvero il comune di GROSSETO (LI). I valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

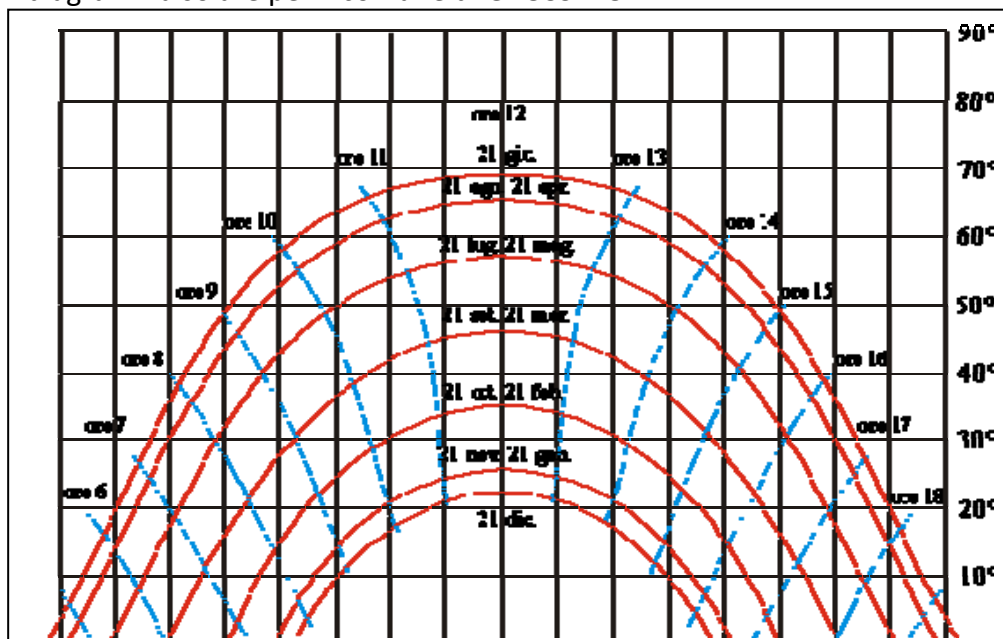
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
5.88	8.62	12.72	18.14	23.14	25.31	26.91	23.09	16.92	11.62	6.60	4.94

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²] *Fonte dei dati: UNI 10349*

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²] - Fonte dei dati: UNI 10349

5.5) Fattori morfologici e ambientali

5.5.01) Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento; il coefficiente di ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a: **0.8**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di GROSSETO:

5.5.02) Albedo

Inoltre, per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L'Albedo medio annuo è: **0.20**

5.6) Procedura di calcolo

5.6.01) Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.
Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.
Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.
Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

5.6.02) Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza ;
- della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$Totale\ perdite\ [\%] = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

a Perdite per riflessione.

b Perdite per ombreggiamento.
c Perdite per mismatching .
d Perdite per effetto della temperatura.
e Perdite nei circuiti in continua.
f Perdite negli inverter.
g Perdite nei circuiti in alternata.

5.6.03) Criterio di verifica elettrica
In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT
Tensione nel punto di massima potenza, Vm a
70 °C maggiore della Tensione MPPT minima.
Tensione nel punto di massima potenza, Vm a -10 °C minore della Tensione MPPT massima.
I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA
Tensione di circuito aperto, Voc a -10 °C inferiore alla tensione massima dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO
Tensione di circuito aperto, Voc a -10 °C inferiore alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA
Corrente massima (corto circuito) generata, Isc inferiore alla corrente massima dell'inverter.

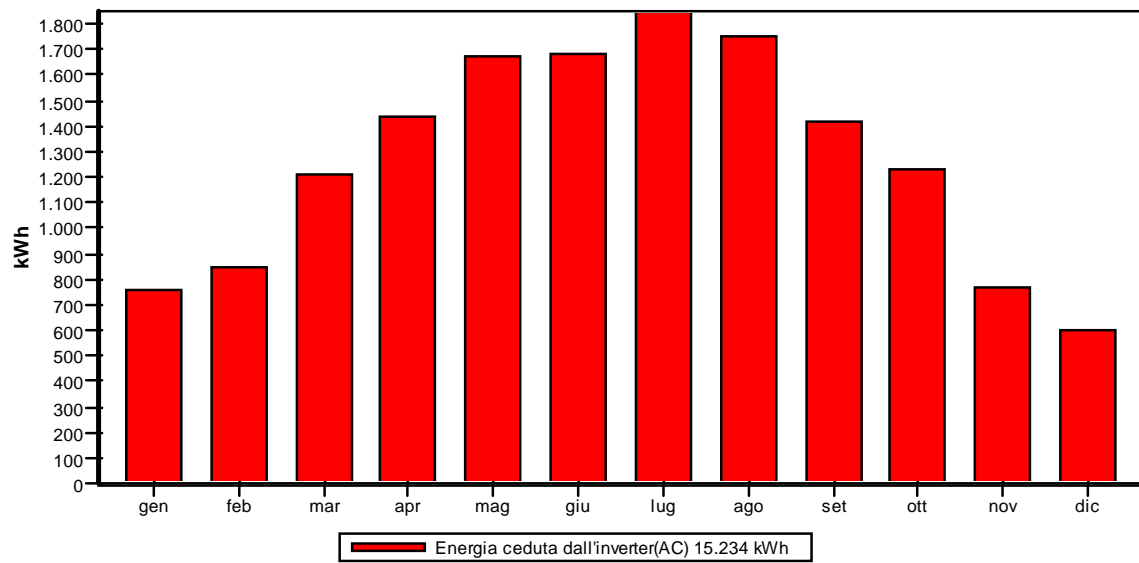
DIMENSIONAMENTO
Dimensionamento compreso tra il 70% e 120%.

Per dimensionamento si intende il rapporto di potenze tra l'inverter e il sottocampo fotovoltaico ad esso collegato.

5.7) Dimensionamento impianto

Località:	Scansano	
Set dati meteo:	Grosseto	
Potenza generatore FV	11,55	kWp
Superficie FV lorda / di riferimento:	95	m²
Irraggiamento generatore FV:	165.754	kWh
Energia prodotta dal gen. FV (AC):	16.795	kWh
Rendimento del sistema:	10,1	%
Performance Ratio:	74,0	%
Rendimento globale inverter:	93,6	%
Rendimento globale gen. FV:	11,1	%
Resa specifica annua:	1.340	kWh/kWp
Emissioni CO_2 evitate	12.049	kg/a

CALCOLI DIMENSIONAMENTO IMPIANTO			
Potenza:	11,55 kW	Albedo:	20,0 %
Superficie lorda / di riferimento:	81 m²	Dispersioni di potenza date da	
Modulo FV		scostamento da AM 1.5:	1,0 %
Quantità	66	scostamento dai dati del produttore:	2,0 %
Tipo:	monocristallino	in diodi:	0,5 %
Potenza nominale:	175 W	per sporcizia:	0,0 %
Distanza dalla potenza nominale:	0 %	**Inverter**	
Rendimento (STC):	13,7 %	Quantità	3
Numero di moduli in serie:	11	Tipo:	Multi-String
Tensione di MPP (STC):	406	Potenza:	3,30 kW
Orientamento:	0,0 °	Rendimento europeo:	96 %
Inclinazione:	32,0 °	Numero di inseguitori MPP	1
Installazione:	retroventilato	Inseguimento MPP	125 V fino a: 750 V
Ombreggiamento:	no		

Risultati della simulazione per l'impianto globale:			
Irraggiamento sull'orizzontale:	147.123 kWh	Autoconsumo:	20,1 kWh
Irragg. generatore FV:	165.754 kWh	Energia prodotta dal gen. FV:	16.795 kWh
Irraggiamento meno riflessioni:	158.725 kWh	Rendimento del sistema:	9,4 %
Energia ceduta dall'inverter(AC):	15.234 kWh	Performance Ratio:	74,0 %
Assorbimento dalla rete:	29 kWh	Final Yield:	3,6 h/d
Rendimento globale generatore:	10,1 %	Resa specifica annua:	1.310 kWh/kWp

La produzione prevista riesce a soddisfare in parte il fabbisogno energetico annuo del Cliente.

6) CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI.

6.1) Generalità

Il modulo fotovoltaico sarà realizzato con celle in silicio monocristallino, completo di cornice in alluminio anodizzato argento (simile a RAL 7035), scatola posizionata sul retro contenente 3 diodi di by-pass, cavi d'uscita, polo positivo e polo negativo, lunghezza rispettivamente 0,8 metri e 1,25 metri, muniti alle estremità di connettori stagni per un rapido cablaggio delle stringhe.

Ciascun modulo ha una potenza di picco P_p = 175 W ed è costituito da 72 celle ad alta efficienza da 156x156 mm in silicio monocristallino, con disposizione 5x10, dotati di interconnessioni semplici, pratiche ed ottimizzate per tutte le configurazioni e voltaggi ed equipaggiato con i connettori ad innesto rapido Multi-Contact®.

Tutti i moduli saranno certificati secondo la normativa CEI / IEC 61215 ed avranno le seguenti caratteristiche costruttive:

6.2) Caratteristiche generali

- Telaio: alluminio anodizzato argento (simile a RAL 7035, grigio chiaro)
- Dimensioni (LxA): 1580x808 mm
- Altezza telaio: 50 mm
- Altezza della scatola di giunzione: 24 mm
- Peso: 15,1 kg
- Disposizione: 72 celle (12x6)
- Disposizione delle celle: a file
- Garanzia prodotto: 5 anni
- Garanzia rendimento: 12 anni: 90% di PMin
- Garanzia rendimento: 25 anni: 80% di PMin

6.3) Caratteristiche della cella fotovoltaica

- Tipo di cella: monocristallina
- Dimensioni cella: 125 x 125 mm
- Distanza orizzontale celle: 3,0 mm
- Distanza verticale celle: 3,0 mm
- Distanza marginale orizzontale: 32 mm
- Distanza marginale verticale: 45,0 mm
- Piste: orizzontali

6.4) Caratteristiche elettriche*: (STC: 1000 W/m2; 25_C; AM 1,5)*

- Potenza (Pmax): PMPP 175 Wp
- Tolleranza di potenza: --0/+5%
- Tensione (Pmax): UMPP 36,45 V
- Corrente(Pmax): IMPP 4,8 A
- Tensione a vuoto: Uoc 43,6 V
- Corrente di cortocircuito: Isc 5,35 A
- Tensione max. di sistema (cl. protez. II): Usys 1000 V

6.5) Struttura del modulo

- Vetro anteriore: 4 mm vetro altamente trasparente
- Intercapedine celle: etilenacetato di vinile con celle solari
- Parte posteriore: pellicola in PVF--PET--PVF

6.6) Allacciamento

- prese di collegamento con diodi di bypass
- Cavi preconfezionati: 0,8 / 1,25 m con sistema ad innesto MC T4

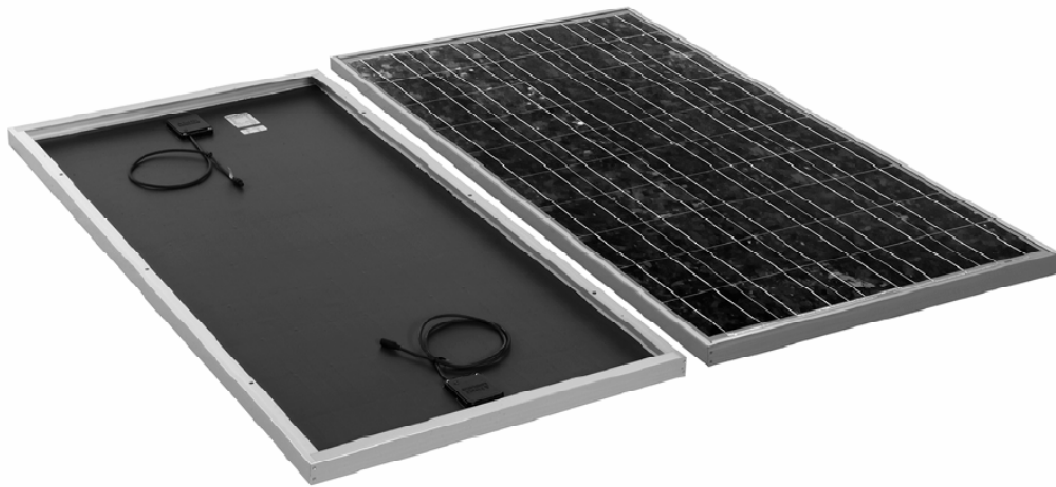



Figura 3.1– Particolare modulo fotovoltaico

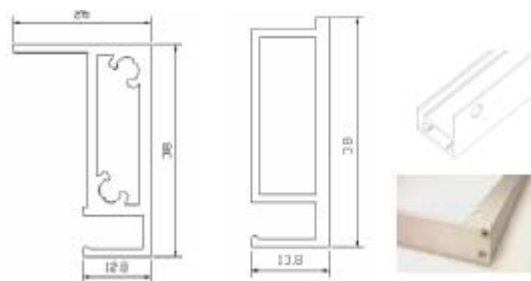
Le celle sono laminate in modo permanente tra fogli di ethylene vinyl acetato (EVA), vetro temperato e Tedlar bianco in modo da offrire una protezione ideale contro penetrazione di umidità e corrosione salina. Il vetro temperato, caratterizzato da un'altissima trasparenza alla luce diretta e diffusa, è fissato alla cornice con silicone che assicura un'efficace protezione contro sollecitazioni meccaniche ed ambientali.

SEZIONE DEL MODULO

Figura 3.2 – Particolare costruttivo del modulo fotovoltaico

7) CARATTERISTICHE DEI GRUPPI DI CONVERSIONE.

7.1) Generalità

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter) attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita.

Esso deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare il gruppo deve essere rispondente alle norme su EMC e alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE). I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico a cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale viene connesso. Il convertitore deve, preferibilmente, essere basato su inverter a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed essere in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico. Tra i dati di targa deve figurare la potenza nominale dell'inverter in c.c e in c.a, nonché quella massima erogabile continuativamente dal convertitore e il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata. Tra i dati di targa dovrebbero figurare inoltre l'efficienza, la distorsione e il fattore di potenza

L'inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro IP65; questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche.

Un'ultima nota riguarda le possibili interferenze prodotte. I convertitori per fotovoltaico sono, come tutti gli inverter, costruiti con dispositivi a semiconduttore che commutano (si accendono e si spengono) ad alta frequenza (fino a 20kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Le interferenze possono essere condotte (trasmesse dai collegamenti elettrici) o irradiate (trasmesse come onde elettromagnetiche).

Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE, ciò vuol dire che si presume che rispettino le norme che limitano queste interferenze ai valori prescritti, senza necessariamente annullarle. Inoltre le verifiche di laboratorio sono eseguite in condizioni standard che non sono necessariamente ripetute sui luoghi di installazione, dove peraltro possono essere presenti dispositivi particolarmente sensibili. Quindi, per ridurre al minimo le interferenze è bene evitare di installare il convertitore vicino a apparecchi sensibili (es. in una installazione in sottotetto tenerlo lontano dalla centralina mixer TV) e seguire le prescrizioni del costruttore, ponendo attenzione alla messa a terra dell'inverter e collegandolo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente utilizzando cavidotti separati (sia per l'ingresso dal campo fotovoltaico che per l'uscita in ca).

7.2) Caratteristiche tecniche inverter

Per l'impianto sono stati previsti n.3 gruppi di conversione identici, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

Valori di ingresso (CC):

- Valori massimi consigliati
- Potenza CC max : PCC, max 4040 W
- Range di tensione FV, MPPT UPV 200 ÷ 500 V
- Corrente max. d'ingresso: IPV, max 20 A

- Max. numero di stringhe (parallele) 3
- Connettori: MC – T3
- Monitoraggio delle dispersioni verso terra: SI
- Protezione contro l'inversione di polarità: SI

Valori d'uscita (AC):

- Potenza CA massima: PAC,max 3800 W
- Potenza CA PAC nominale 3800 W
- Fattore di distorsione della corrente di rete k < 3 %
- Campo di lavoro, tensione di rete UAC 198 ÷ 262 V programmabile da 180 ÷ 265 V
- Campo di lavoro, frequenza di rete: fAC 49.8 ÷ 50.2 Hz programmabile da: 45.5 ÷ 54.5 Hz
- Protezione da corto circuito: SI
- Collegamenti principali: connettore a spina AC
- Grado di rendimento max: η max 95.6 %
- Grado di rendimento Europeo: η euro 94.7 %
- Autoconsumo durante il funzionamento: < 7 W
- Autoconsumo notturno: 0.25 W
- Dimensioni: 450 x 352 x 236 mm
- Peso ~ 41.0 Kg
- Grado di protezione (DIN EN 60 529): IP65
- Temperatura ambiente d'esercizio - 25 °C ÷ + 60 °C

Dati visualizzabili sul display:

- Valore di corrente prodotta
- Tensione del campo
- Produzione totale
- Numero di ore di funzionamento
- Potenza giornaliera
- Errore
- Causa dell'errore

8) CARATTERISTICHE DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO.

8.1) Ubicazione

La valutazione dell'ubicazione dell'impianto non può prescindere dall'orientamento del fabbricato sul cui tetto sarà installato l'impianto; trattandosi di tetto piano, saranno installate strutture metalliche in alluminio idonee per l'alloggiamento dei moduli fotovoltaici, che assumeranno inclinazione ed orientamento ottimali rispetto alla direzione della radiazione solare

Il fabbricato è ubicato in città, su terreno pianeggiante, e non è circondato da strutture edilizie o altri impedimenti che possano creare zone di ombra sui moduli fotovoltaici.

8.2) Legislazione e norme di riferimento

Le strutture di sostegno devono essere progettate, realizzate e collaudate in base ai principi generali delle leggi 1086/71 (Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso, ed a struttura metallica) e 64/74 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche), nonché tenendo conto del Testo Unico Norme Tecniche per le Costruzioni (D.M. 14 Settembre 2005) e delle indicazioni più specifiche contenute nei relativi decreti e circolari ministeriali.

8.3) Analisi dei carichi

Le strutture di sostegno devono essere calcolate per resistere alle seguenti sollecitazioni di carico:

- carichi permanenti
- peso strutture: dipende dalle dimensioni e dai materiali costituenti i profilati e la bulloneria;
- peso zavorre: dipende dalle dimensioni e dal materiale;
- peso moduli: viene generalmente fornito dal costruttore;
- sovraccarichi
- carico da neve: è uniformemente distribuito, agisce in direzione verticale ed è riferito alla proiezione orizzontale della superficie del generatore fotovoltaico; dipende dal valore di riferimento del carico di neve al suolo (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di forma (tiene conto del tipo di struttura: a una o più falde, cilindrica, con discontinuità di quota, con elementi piani verticali, con possibilità di accumulo neve alle estremità sporgenti);
- spinta del vento: il vento, la cui direzione si considera di regola orizzontale, esercita sulle strutture usuali forze che sono convenzionalmente ricondotte ad azioni statiche equivalenti che si traducono in pressioni o depressioni agenti normalmente alle superfici degli elementi che compongono la struttura; viene trascurata l'azione tangente del vento, in considerazione del basso coefficiente di attrito delle superfici in questione; tali pressioni dipendono dalla pressione cinetica di riferimento (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di esposizione (dipende dall'altezza della struttura dal suolo, dalla rugosità e topografia del terreno, dall'esposizione del sito), dal coefficiente di forma (tiene conto del tipo di struttura: piana, a falde inclinate o curve, a copertura multipla, tettoia, pensilina isolata) e dal coefficiente dinamico (dipende dalla forma e dalle dimensioni della struttura);
- variazioni termiche: lo scarto di temperatura rispetto a quella iniziale di riferimento; per le strutture in acciaio esposte deve essere previsto + 25°C; in prima approssimazione le variazioni termiche possono essere trascurate;

- gli effetti sismici sulla struttura vanno valutati mediante analisi statica e le risultanti delle forze orizzontali e verticali devono essere distribuite sulla struttura proporzionalmente alle singole masse presenti; tali risultanti dipendono dai coefficienti di sismicità e di protezione sismica, dal coefficiente di risposta e dalle masse strutturali; generalmente il carico del vento risulta dimensionante rispetto a quello da sisma.

8.4) Caratteristiche costruttive

Per struttura di sostegno di un generatore fotovoltaico si intende un sistema costituito dall'assemblaggio di profili, generalmente metallici, in grado di sostenere e ancorare alla struttura edile l'insieme di moduli fotovoltaici, nonché di ottimizzare l'esposizione di questi ultimi nei confronti della radiazione solare. Nel caso specifico trattasi di struttura per l'integrazione parziale fissata su tetti.

Per l'installazione dei moduli fotovoltaici verranno installate delle strutture metalliche opportunamente dimensionate in grado di sopportare le sollecitazioni meccaniche ed ambientali previste per l'area di installazione.

Il complesso delle strutture è composto da più strutture base, costituite da appositi profilati metallici e dalle relative basi di sostegno ed accessori di sicurezza ai fini della stabilità, accoppiate orizzontalmente tra loro ed opportunamente fissate in modo da ottenere un corpo unico sia in termini di continuità meccanica, sia in termini di solidità strutturale.

Se la staticità dei supporti per il montaggio su tetti piatti viene realizzata con l'ausilio di una zavorratura, occorre prevedere un peso pari a 130 kg/m^2 superficie modulare

8.5) Modalità di installazione

Per il montaggio delle strutture è necessario l'utilizzo dell'attrezzatura indicata nella figura seguente:

Attrezzatura e strumenti ausiliari necessari

Matita/gessetto

Metro a stecche/nastro

Chiave fissa,
2 ×17/19,
2 ×12/13,
2 ×10

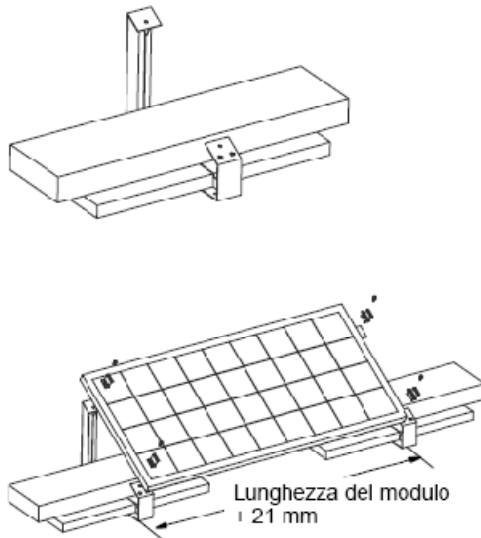
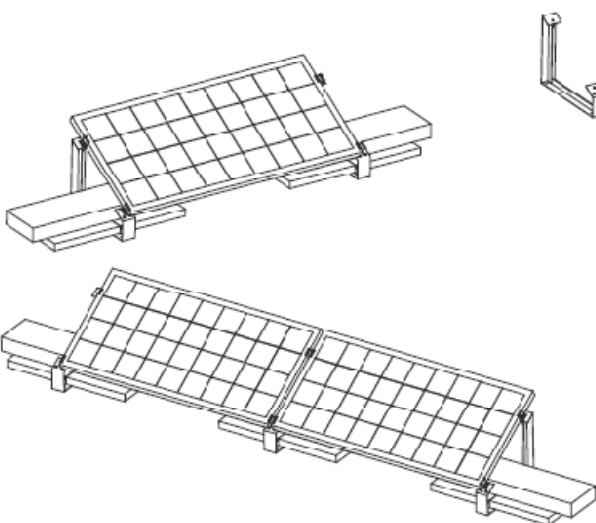
Livella ad acqua

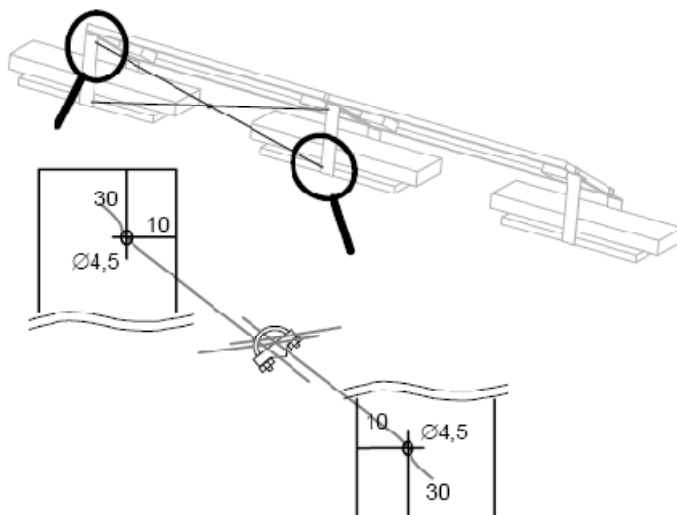
Cacciavite (piatto / a stella)

Awitatore/trapano a batteria

Chiave esagono
6 mm

Pinza piatta di serraggio/nottolino di arresto

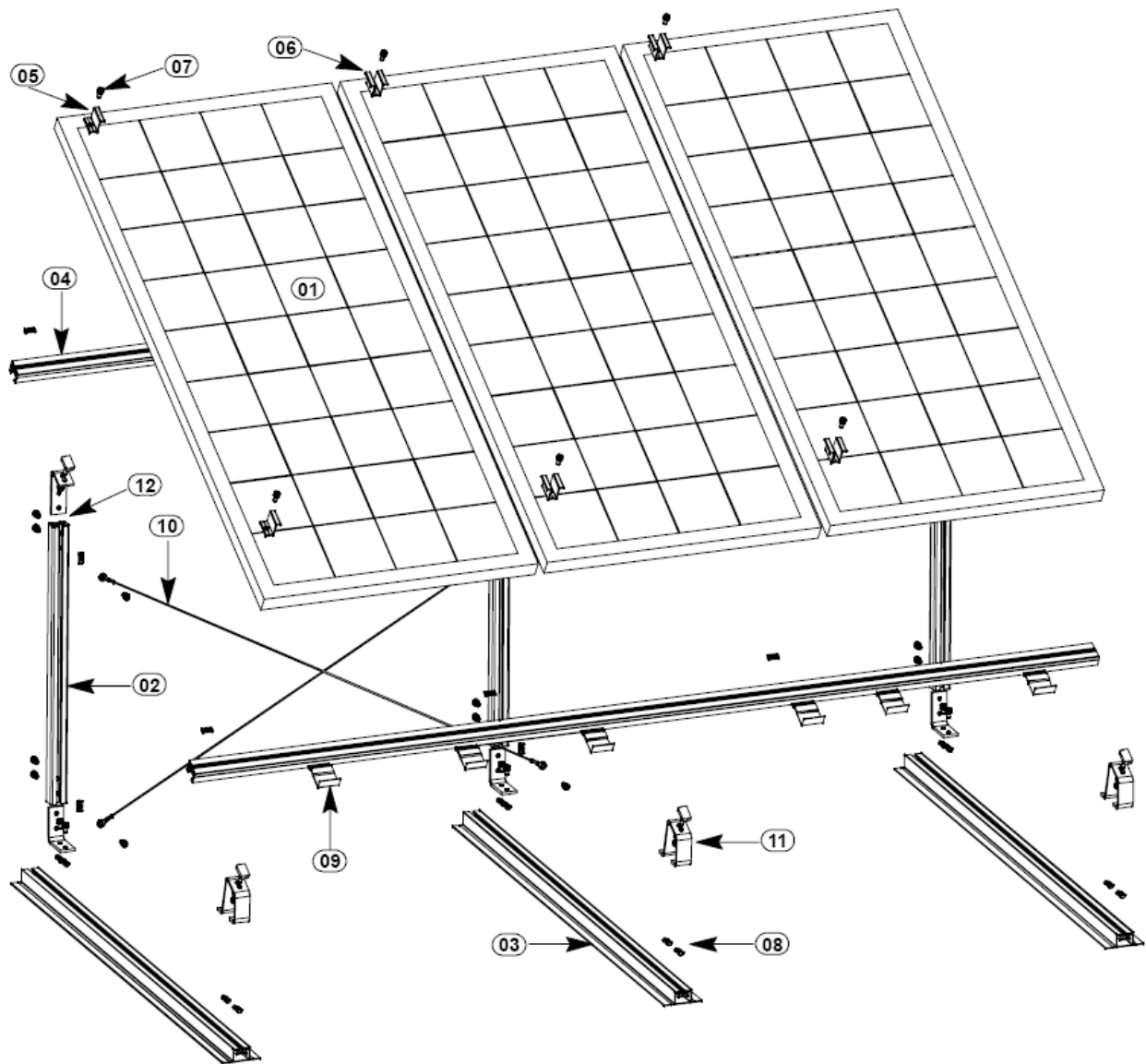
Creare una base portante e piana, senza inclinazioni. Per non danneggiare la copertura del tetto, potrebbe essere necessario utilizzare giunti di protezione.

Allineare il primo supporto di montaggio per tetto piano nella posizione di montaggio corretta. Provvedere al fissaggio alla sottostruttura per garantire la stabilità.

Fissare a questo punto il secondo supporto di montaggio per tetto piano. Osservare che questo sia parallelo al primo supporto di montaggio per tetto piano. Appoggiare il modulo sui supporti di montaggio per tetti piani ed avvitare con le staffe di fissaggio terminali sul primo supporto di montaggio per tetto piano.

Avvitare le staffe di fissaggio intermedie senza serrare sul secondo supporto di montaggio per tetto piano.

Allineare il supporto di montaggio per tetto piano successivo parallelamente ai precedenti e fissarlo. Posizionare un altro modulo e serrare a fondo le viti universali delle staffe di fissaggio intermedie del primo modulo.

Avvitare le staffe di fissaggio relative al supporto di montaggio del tetto piano.
Eventualmente montare altri moduli in modo analogo. I moduli esterni devono essere fissati ai lati esterni dei campi modulari con due staffe di fissaggio terminali.

Per soddisfare le norme e le direttive statiche occorre prevedere l'installazione di una crociera di sicurezza per ogni campo modulo (serie).
La crociera di sicurezza deve essere installata nei supporti di montaggio per tetti piani del modulo centrale o di uno di quelli affiancati.

Agganciare i puntoni di sicurezza nei fori precedentemente praticati e fissarli nel punto d'incrocio con la staffa di fissaggio a cavo.

ANDREA PASTORELLI
PERITO INDUSTRIALE ELETTROTECNICO
58100 GROSSETO – Via Sauro n. 41/A Tel. Fax 0564 492442 Cell.3473183434
Partita IVA 01060400536 - C.F. PSTNDR67P12E202N
Web: www.andreapastorelli.it e-mail:info@andreapastorelli.it

Legenda

01 Modulo fotovoltaico
02 Set per tetto piano:
03 Set profilo su fondo
04 Profilo base-1
05 Staffe di fissaggio terminali
06 Staffe di fissaggio intermedie
07 Viti M8 x 14 ad esagono
08 Contropiastre
09 Supporto per modulo fotovoltaico
10 Crociera di sicurezza/10
11 Supporto in acciaio inox
12 Profilo di supporto premontato

8.6) Verifiche

Le verifiche delle strutture di sostegno di impianti fotovoltaici vanno effettuate combinando le precedenti condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura e per la superficie su cui viene appoggiata. Tali combinazioni sono sostanzialmente ricondotte a:

1. vento ribaltante + peso moduli, strutture e zavorre
2. vento stabilizzante + neve + peso moduli, strutture e zavorre

In particolare, nel caso di strutture a cavalletto, la combinazione 1 sarà utilizzata per effettuare la verifica al ribaltamento della struttura mentre la combinazione 2 verrà presa in considerazione per verificare i vari elementi della struttura e il sovraccarico sulla superficie di appoggio. Il valore del coefficiente di sicurezza per la verifica al ribaltamento della struttura viene solitamente adottato pari a 1,5 (valore pratico conforme alla regola dell'arte) mentre per le verifiche di resistenza le tensioni ammissibili per le condizioni di carico sono da assumersi, in accordo alle norme tecniche, pari a: 1,125 σadm e 1,125 τadm.

Nel caso di strutture per l'integrazione o il retrofit, non soggette all'azione del vento ribaltante, sarà sufficiente prendere in considerazione la sola combinazione 2 per verificare i vari elementi della struttura, il sovraccarico sulla superficie di appoggio nonché l'ancoraggio alla struttura edile preesistente.

9) QUADRI AC (CORRENTE ALTERNATA)

9.1) Generalità.

Il quadro e le apparecchiature, oggetto del presente capitolo saranno costruite e collaudate in conformità alle norme CEI e norme IEC in vigore con particolare riferimento a :

- Quadro AC	Norme CEI 17-13/1
	Norme EN 60439-1
- Carpenteria	Norme CEI 70/1
- Interruttori automatici scatolati o aperti con o senza relè differenziali	Norme CEI 17 -5
	IEC 947.2
- Interruttori modulari	Norme CEI 23-3
- Contattori ed avviatori	Norme CEI 17-50 sez.1
	EN 60947.4.1
- Colori indicatori luminosi e pulsanti	Norme CEI 16-3
- Verso comando apparecchi	Norme CEI 16-5

9.2) Dati tecnici

Ciascun quadro AC posto all’interno delle strutture in adiacenza agli inverter e le apparecchiature in esso contenute avranno le seguenti caratteristiche:

- Forma costruttiva secondo CEI 17-13/1:
- Corrente di corto circuito ingresso quadro: 6 kA
- Grado di protezione dell'involucro esterno: IP 65
- Grado di protezione all'interno: IP 20
- Tensione di isolamento: 1000 V;
- Tensione di esercizio: 690 V;
- Tipo d'installazione: interna addossato a parete
- Accessibilità apparecchiature: frontale
- Accessibilità morsettiere: frontale
- Raffreddamento: naturale
- Terminali interruttori: anteriori

9.3) Generalità costruttive

Il quadro sarà costituito da una struttura portante realizzata mediante il montaggio di elementi di un unico tipo costituito da contenitore metallico, le cui dimensioni sono indicate negli elaborati grafici; tali misure debbono intendersi indicative e possono variare in relazione al tipo di carpenteria scelta dal costruttore, senza alterare la modularità e la filosofia progettuale del quadro stesso.

Il telaio autoportante dovrà essere corredato di piastre di rinforzo filettate necessarie alla posa in opera di golfari di sollevamento e di movimentazione.

I pannelli e le portine di chiusura dovranno essere dotate di cerniere adatte al collegamento di terra alla struttura, di pomelli di chiusura con chiave o fissaggio a mezzo di viti speciali del tipo con testa esagonale incassata o similare.

Particolare attenzione dovrà essere tenuta per la ventilazione ed il raffreddamento dei componenti del quadro. A tale scopo gli interruttori utilizzati dovranno essere considerati con portata amperometrica declassata in base alle condizioni di posa dentro il quadro (valori che dovranno essere forniti dal costruttore del quadro sulla base delle indicazioni date dal fornitore delle apparecchiature).

Tutti gli scomparti dovranno essere costituiti da elementi base intercambiabili fra di loro, razionalmente suddivisi in maniera da impiegare riscontri fissi ed evitare il ricorrere a regolazioni.

L'accesso alle morsettiere di uscita o ai codoli interruttori dovrà avvenire nella colonna laterale con accessibilità dal fronte quadro a mezzo di cavi equipaggiati con capicorda all'interno di vani appositamente predisposti, mentre sul lato barre omnibus dovranno essere previste le uscite per l'intercollegamento con altri moduli (colonne di alimentazione).

L'intercollegamento con gli altri moduli dovrà essere realizzato con barre di piatto di rame elettrolitico a spigoli arrotondati di sezione adeguata alla portata amperometrica secondo la tabella delle norme CEI 7-4 considerando la temperatura di esercizio ed il grado di protezione del quadro.

In base alla portata amperometrica, le uscite dagli interruttori, dovranno essere realizzate con cavi che si dovranno attestare ad appositi morsetti (tali morsetti potranno essere anche quelli di allacciamento degli interruttori o interruttori di manovra sezionatori). Particolare attenzione dovrà essere tenuta per quanto riguarda i versi di comando delle apparecchiature e le altezze massime di installazione delle medesime e della strumentazione.

Il quadro elettrico deve essere costruito solo con materiali atti a resistere alle sollecitazioni meccaniche, elettriche e termiche, nonché agli effetti dell'umidità che possono verificarsi in servizio normale.

La protezione contro la corrosione deve essere assicurata mediante l'uso di materiali adatti o mediante l'applicazione di rivestimenti protettivi equivalenti sulle superfici esposte, tenendo presenti le condizioni di servizio e di manutenzione previste.

Tutti gli involucri e diaframmi, compresi i dispositivi di blocco delle porte, le parti estraibili ecc., devono avere una resistenza meccanica sufficiente a sopportare le sollecitazioni cui possono essere sottoposti in servizio normale.

Gli apparecchi e i circuiti dei quadri elettrici devono essere disposti in modo da assicurare il loro funzionamento e di facilitare la loro manutenzione ed in modo che sia realizzato il necessario grado di sicurezza.

Le caratteristiche nominali di funzionamento devono essere garantite nelle seguenti condizioni limite:

- Temperatura ambiente minima – 5 °C
- Temperatura ambiente massima + 40 °C
- Umidità relativa massima 95%

Se si utilizzano componenti, per esempio relè, equipaggiamenti elettronici, che non sono previsti per funzionare in queste condizioni, devono essere presi adeguati accorgimenti atti ad assicurare un corretto funzionamento.

Il quadro elettrico deve essere costruiti per essere utilizzati in ambienti con grado di inquinamento 3 secondo CEI 17-13/1.

L'altitudine del luogo di installazione è pari al livello del mare.

Durante il trasporto e l'immagazzinamento ci si riferisce al seguente campo di temperatura: da –25°C a + 55 °C e, per brevi periodi non eccedenti le 24 ore, fino a +70 °C.
L'equipaggiamento soggetto a queste estreme temperature senza essere operante, non deve subire danni irreversibili e deve poi operare normalmente nelle condizioni specificate

9.4) Apparecchiature

Le apparecchiature principali montate nel quadro dovranno essere adeguate alle caratteristiche di progetto e dovranno rispondere alle seguenti prescrizioni particolari.

Il quadro e le apparecchiature di manovra e di sezionamento (interruttori, interruttori di manovra, sezionatori, contattori, interruttori modulari ecc.) dovranno essere di un medesimo costruttore (o coordinati fra di loro) al fine di garantire la perfetta accoppiabilità degli interblocchi di manovra per l'operatore e la tenuta alle sollecitazioni elettriche e meccaniche relative al funzionamento e/o condizioni di guasto.

I trasformatori di corrente dovranno essere del tipo a barra passante (o comunque compresi nell'interruttore relativo) e avere prestazioni e classe di precisione adeguate alle esigenze dell'impianto, e sopportare una corrente di guasto pari a 20 kA per 1 minuto secondo.

I riduttori di tensione dovranno essere del tipo III in monoblocco adatti per l'integrazione dei propri valori con quelli dei microprocessori e dovranno essere alloggiati nel vano di contenimento ausiliari nella parte alta del quadro.

Il quadro dovrà inoltre essere corredato da tutte le apparecchiature di protezione, misura e segnalazione richieste nel progetto, e collocate negli appositi vani BT appositamente predisposti nel quadro. Tutti i circuiti ausiliari dovranno essere realizzati con conduttori flessibili in rame isolati in PVC non propagante l'incendio secondo le norme CEI 20-22 parte II e 20-38.

I circuiti ausiliari di cui sopra dovranno attestarsi su robuste morsettiere isolati numerate o siglate. Il supporto dovrà essere in materiale incombustibile e non igroscopico.

Nella composizione delle morsettiere BT si dovranno installare morsetti in più ai necessari nella misura del 5% di ogni tipo.

9.5) Sovratemperatura

I limiti di sovratemperatura dati in tabella seguente si applicano a una temperature media dell'aria ambiente inferiore o pari a 35 °C e non devono essere superati quando il quadro elettrico è stato verificato conformemente a quando indicato nei successivi paragrafi.
La sovratemperatura di un elemento o di una parte è la differenza tra la temperatura di questo elemento o parte, misurata come indicato dalla Norma 17-13/1, e la temperatura dell'aria ambiente all'esterno del quadro.

9.6) Eliminazione delle cariche elettriche

Se il quadro contiene apparecchi che possono mantenere cariche elettriche pericolose dopo che sono stati sezionati (condensatori, ecc.), è necessario un cartello di avviso di pericolo.
Non sono considerati pericolosi i piccoli condensatori come quelli usati per l'estinzione d'arco, per ritardare l'intervento dei relè, ecc.
Contatti accidentali non sono considerati pericolosi se la tensione risultante dalle cariche statiche scende sotto 120 V in corrente continua in meno di 5 s dopo la sconnessione dell'alimentazione.

9.7) Prescrizioni relative alla accessibilità in servizio da parte del personale autorizzato

Il quadro elettrico deve essere realizzato in modo tale che alcune operazioni possano essere eseguite con l'APPARECCHIATURA in tensione ed in servizio.
Tali operazioni possono essere:

- ispezione a vista di:
  - dispositivi di manovra e protezione e altri apparecchi;
  - regolazioni e elementi indicatori di relè e sganciatori;
  - collegamenti e contrassegni di conduttori;
- regolazione e ripristino di relè, sganciatori e dispositivi elettronici;
- sostituzione delle cartucce dei fusibili;
- sostituzione delle lampade di segnalazione;
- alcune operazioni di localizzazione del guasto, per es. misure di tensione e corrente eseguite con dispositivi convenientemente progettati e isolati.

Si devono adottare le necessarie misure per consentire la manutenzione del quadro in posizione di sezionamento, mentre le unità o i gruppi funzionali adiacenti sono mantenuti sotto tensione. Tali misure possono essere:

- distanza sufficiente tra l'unità o gruppo funzionale considerato e le unità o i gruppi funzionali adiacenti. Si raccomanda che le parti che possono essere rimosse per manutenzione abbiano, per quanto possibile, mezzi di fissaggio imperdibili;
- utilizzo di barriere progettate e disposte per la protezione contro i contatti diretti con apparecchi di unità o gruppi funzionali adiacenti;
- utilizzo di celle per ogni unità o gruppo funzionale;
- inserzione di mezzi protettivi addizionali forniti o specificati dal costruttore.

9.8) Dispositivi di protezione e manovra e componenti installati

I dispositivi di protezione e manovra e i componenti incorporati nel quadro devono essere conformi alle relative norme. I dispositivi di protezione e manovra e i componenti devono essere adatti alla loro particolare applicazione con riferimento al progetto, alle loro tensioni nominali (tensione nominale di isolamento, tensione nominale di tenuta a impulso, ecc.), correnti nominali, durata, potere di chiusura e d'interruzione, tenuta al cortocircuito, ecc. I dispositivi di protezione e manovra e i componenti che hanno una tenuta al cortocircuito e/o un potere di interruzione insufficiente a sostenere le sollecitazioni che possono manifestarsi nel punto di installazione, devono essere protetti per mezzo di dispositivi di protezione che limitano la corrente, come ad esempio fusibili o interruttori automatici.
Nella scelta dei dispositivi limitatori di corrente per gli apparecchi di protezione e manovra incorporati, si deve tenere conto dei massimi valori ammessi dal costruttore del dispositivo, tenendo presente il tipo di coordinamento.
Il coordinamento dei dispositivi di protezione e manovra e dei componenti, per es. il coordinamento degli avviatori dei motori con i dispositivi di protezione di cortocircuito, deve essere conforme alle relative IEC.
I dispositivi di protezione e manovra e i componenti di un circuito, per il quale il costruttore ha dichiarato una tensione nominale di tenuta a impulso, non devono generare sovratensioni più alte

della tensione nominale di tenuta a impulso del circuito e non devono essere soggetti a sovratensioni di manovra più alte della tensione nominale di tenuta a impulso del circuito.
I dispositivi di protezione e manovra e i componenti devono essere installati in accordo con le istruzioni del loro costruttore (posizione di funzionamento, distanze in aria da rispettare per gli archi elettrici o per la sostituzione della camera di estinzione dell'arco, ecc.).
Gli apparecchi, le unità funzionali montate sullo stesso supporto (pannello di montaggio, telaio di montaggio) e i terminali per i conduttori esterni devono essere sistemati in modo da essere accessibili per il montaggio, il cablaggio, la manutenzione e la sostituzione. In particolare si raccomanda che i terminali del quadro che appoggia su pavimento siano installati ad almeno 0,2 m sopra la base e inoltre che siano sistemati in modo che i cavi possano essere facilmente collegabili.
I dispositivi di regolazione e di ripristino che devono essere azionati all'interno del quadro devono essere facilmente accessibili.
In generale, per i quadri che appoggiano sul pavimento, gli strumenti indicatori che devono essere letti dall'operatore non devono essere collocati ad oltre 2 m di altezza dalla base.
Gli organi di manovra quali le manopole, i pulsanti, ecc., devono essere collocati ad un'altezza tale da poter essere facilmente manovrati; ne consegue che in generale la loro
mezzeria deve trovarsi a non oltre 2 m dalla base.
Gli organi di comando dei dispositivi di interruzione di emergenza devono essere accessibili all'interno di una zona tra 0,8 m e 1,6 m dal piano di servizio.
I dispositivi di protezione e manovra e i componenti devono essere installati e cablati nel quadro in modo tale che il loro funzionamento non sia compromesso da mutue influenze per es. calore, archi, vibrazioni, campi di energia, ecc., che sono presenti durante il servizio ordinario. Nel caso di apparecchi elettronici questo può richiedere la separazione o la schermatura dei circuiti di comando e segnalazione dai circuiti di potenza.
Nel caso di involucri destinati a contenere fusibili, devono essere tenuti in particolare considerazione gli effetti termici. Il costruttore deve indicare il tipo e le caratteristiche nominali delle cartucce da usare.
Le barriere per dispositivi manuali di protezione e manovra devono essere realizzate in modo tale che gli archi che si producono durante l'interruzione non rappresentino un pericolo per l'operatore.
Per ridurre al minimo il pericolo quando si sostituisce una cartuccia, si devono porre barriere tra le fasi; ciò può non essere necessario se i fusibili sono costruiti e dislocati opportunamente.
I dispositivi di protezione e manovra e i componenti del quadro sono scelti in base alle condizioni normali di servizio.
Se necessario, si devono adottare misure appropriate (riscaldamento, ventilazione) per garantire il rispetto delle condizioni di servizio necessarie al buon funzionamento, per es. la minima temperatura per un corretto funzionamento dei relè, dei contatori, dei componenti elettronici ecc., in accordo con le norme corrispondenti.
Per i quadri può essere previsto sia il raffreddamento naturale che il raffreddamento forzato; il costruttore deve fornire le informazioni necessarie (per es. indicazioni di distanze verso parti che possono impedire la dissipazione di calore o che producono esse stesse calore).
Nel caso di parti fisse, i collegamenti dei circuiti principali possono essere stabiliti o interrotti solo quando il quadro è fuori tensione. In generale, la rimozione e l'installazione di parti fisse richiede

l'uso di un attrezzo. La sconnessione di una parte fissa può richiedere la sconnessione di tutta il quadro o di parte di essa. Allo scopo di impedire un'operazione non autorizzata, il dispositivo di protezione e manovra può essere munito di dispositivi atti a bloccarlo in una o più posizioni.
Se in determinate condizioni è permesso lavorare sui circuiti in tensione, si devono adottare le necessarie misure di sicurezza.

9.9) Identificazione

Il modo ed il grado di identificazione dei conduttori, per esempio mediante disposizione, colori o simboli sui terminali ai quali essi sono collegati o sulle terminazioni dei conduttori stessi, ricadono sotto la responsabilità del costruttore e devono essere conformi alle indicazioni riportate sugli schemi di cablaggio e sui disegni. Si deve utilizzare l'identificazione in accordo con le Norme CEI EN 60445 e CEI EN60446.
Il conduttore di protezione deve essere facilmente identificabile per forma, posizione, contrassegno o colore. Se viene utilizzata l'identificazione mediante colore, questo deve essere giallo-verde (bicolore). Quando il conduttore di protezione è un cavo isolato unipolare, deve essere utilizzata tale identificazione mediante colore, preferibilmente sull'intera lunghezza.
L'identificazione con il bicolore giallo-verde è strettamente riservata al conduttore di protezione.
Ogni conduttore di neutro del circuito principale deve essere facilmente identificabile per forma, posizione, contrassegno o colore. Se viene utilizzata l'identificazione mediante colore, si raccomanda la scelta di un colore blu chiaro. I terminali per la connessione dei conduttori di protezione esterni devono essere contrassegnati in conformità alla CEI EN 60445 , per es. con il simbolo ⏚. Tale simbolo grafico non è necessario quando il conduttore di protezione esterno è collegato ad un conduttore di protezione interno chiaramente identificato mediante il bicolore giallo-verde.
Se il senso della manovra di un attuatore non è imposto dalle disposizioni di montaggio di un componente o di un dispositivo e non è identicicato chiaramente da marcature, si raccomanda il senso di manovra indicato nella CEI EN 60447.
I colori degli indicatori luminosi e dei pulsanti sono specificati nella CEI EN 60073.
Suddividendo il quadro mediante barriere o diaframmi (metallici o non metallici) in celle separate o frazioni di scomparto, si possono ottenere una o più delle seguenti condizioni:

- protezione contro i contatti con parti attive appartenenti ad unità funzionali adiacenti. Il grado di protezione deve essere almeno uguale IPXXB;
- protezione contro il passaggio di corpi solidi estranei da una unità del quadro ad una unità adiacente. Il grado di protezione deve essere almeno uguale a IP2X.

Le forme seguenti sono forme tipiche di segregazione mediante barriere o diaframmi

9.10) Connessioni elettriche all'interno del quadro

Le connessioni delle parti percorse da corrente non devono subire alterazioni inammissibili a causa di sovratemperature normali, invecchiamento dei materiali isolanti e vibrazioni che si producono nel servizio ordinario. In particolare devono essere tenute in considerazione le conseguenze delle dilatazioni termiche e delle coppie elettrochimiche, nel caso di metalli differenti, e quelle della variazione della resistenza meccanica dei materiali alle temperature raggiunte.

Le connessioni tra parti percorse da corrente devono essere realizzate con mezzi che assicurino una pressione di contatto sufficiente e permanente.
La scelta delle sezioni dei conduttori all'interno del quadro è lasciata alla responsabilità del costruttore. Oltre che dall'entità della corrente, la scelta della sezione è condizionata dalle sollecitazioni meccaniche a cui il quadro è sottoposto, dalla sistemazione dei conduttori, dal tipo di isolamento, e, se del caso, dal tipo di componenti collegati (per es. componenti elettronici).
I conduttori isolati devono essere adeguati almeno alla tensione di isolamento nominale del circuito considerato.
I cavi compresi fra due dispositivi di connessione non devono avere giunzioni intermedie intrecciate o saldate. Le connessioni devono essere effettuate, in tutti i casi possibili, su terminali di connessione fissi. I conduttori isolati non devono poggiare né su parti nude in tensione aventi potenziale diverso, né su spigoli vivi e devono essere adeguatamente sostenuti.
Le connessioni di alimentazione degli apparecchi e degli strumenti di misura, montati su coperchi o porte, devono essere installate in modo che i conduttori non possano essere meccanicamente danneggiati, a seguito del movimento dei coperchi o delle porte.
Le connessioni saldate agli apparecchi sono ammesse solo nel caso in cui gli apparecchi siano previsti per questo tipo di connessioni.
Se questi apparecchi sono soggetti a forti vibrazioni in servizio ordinario, i cavi o i fili saldati devono anche essere fissati meccanicamente mediante mezzi supplementari a breve distanza dal punto di saldatura.
In generale ad ogni terminale di connessione deve essere connesso un solo conduttore; sono ammesse le connessioni di due o più conduttori a un terminale di connessione solo quando tale terminale è previsto per questo scopo.
I valori minimi e massimi della sezione dei conduttori di rame adatti alla connessione sono indicati nella tabella seguente applicabile connessione di un solo conduttore di rame per terminale.

9.11) Compatibilità elettromagnetica (EMC)

Nessuna prova di emissione o di immunità elettromagnetica è richiesta sul quadro elettrico
se vengono soddisfatte le seguenti condizioni:
a) i dispositivi e i componenti incorporati sono progettati per l'ambiente specificato in linea con le relative norme EMC di prodotto o generiche;
b) Il montaggio e il cablaggio interno vengono effettuati secondo le istruzioni dei costruttori dei dispositivi e dei componenti (sistemazioni con riguardo alle mutue influenze, alla schermatura dei cavi, alla messa a terra ecc.).
In tutti gli altri casi le prescrizioni EMC devono essere verificate secondo le prove previste.
Gli equipaggiamenti elettronici incorporati nei quadri elettrici devono soddisfare le prescrizioni di immunità delle relative norme EMC di prodotto o generiche e devono risultare adeguati all'ambiente EMC specificato.
I singoli dispositivi e componenti contenenti circuiti elettronici devono soddisfare le prescrizioni della relativa Norma EMC di prodotto o generica e l'ambiente EMC specificato.

9.12) Prove e verifiche:

9.12.01) Generalità

Su tutte le apparecchiature assiemate di protezione di protezione e manovra per bassa tensione costruite non in serie (ANS), e le apparecchiature assiemate di protezione di protezione e manovra per bassa tensione costruite in serie (AS), devono essere effettuate, dal costruttore dell'apparecchiatura, le seguenti prove e verifiche previste dalle relative norme:

9.12.02) Dati identificativi dell'apparecchiatura

L'apparecchiatura deve essere corredata di una targa, marcata in maniera indelebile e posta in modo da essere visibile e leggibile quando l'apparecchiatura è installata.
Sulla targa deve essere riportato:
- Nome o Marchio di fabbrica del costruttore;
- Tipo o numero d'identificazione o altro mezzo d'identificazione che renda possibile ottenere dal costruttore tutte le informazione indispensabili;

All'interno dell'apparecchiatura deve essere possibile identificare i singoli circuiti ed i loro dispositivi di protezione.

9.12.03) Verifica dei limiti di sovratemperatura.

Deve essere effettuata mediante estrapolazione con il metodo suggerito dalla Pubblicazione IEC 890 Norma CEI 17/43 ed.2000 fascicolo 5756; la sovratemperatura delle varie parti costituenti l'apparecchiatura non deve superare i valori prescritti nella Tabella 3 dell'art. 7.3 Norme CEI 17-13/1.

9.12.04) Verifica della tenuta alla tensione applicata

Per le ANS, in luogo della presente verifica può essere effettuata le verifica della resistenza di isolamento, come al punto m) seguente.

9.12.05) Verifica della tenuta al corto circuito

Per una corrente di corto circuito inferiore a 10 kA o se risulta installato un dispositivo limitatore della corrente di corto circuito avente una corrente limitata non eccedente 15 KA in corrispondenza del potere di interruzione nominale, la verifica della tenuta al corto circuito non è necessaria.

9.12.06) Efficienza del circuito di protezione

Deve essere verificato che le differenti masse dell'apparecchiatura siano efficacemente connesse al circuito di protezione.

Deve essere effettuata la verifica della tenuta al corto circuito del circuito di protezione in base alle prescrizioni della Norme CEI 17-13/1 per le apparecchiature ANS:

La continuità e la tenuta al cortocircuito del conduttore di protezione devono risultare sostanzialmente come nella condizione iniziale

9.12.07) Verifica delle distanze in aria e superficiali.

Si deve verificare che le distanze in aria e superficiali siano conformi a quanto stabilito dalla Norma.

Dette distanze devono essere verificate mediante misure, tenendo conto della possibile deformazioni delle parti dell'involucro e degli schermi interni, ivi compresi tutti i possibili mutamenti causati da un eventuale cortocircuito.

Gli apparecchi facenti parte dell'apparecchiatura devono avere distanze di isolamento conformi a quelle specificate nelle prescrizioni ad esse relative e queste distanze devono rimanere inalterate nelle condizioni normali di servizio.

9.12.08) Verifica del funzionamento meccanico

Questa prova non deve essere eseguita sui dispositivi contenuti nell'apparecchiatura che siano già stati sottoposti ad una prova di tipo conformemente alle relative Norme, purché il loro funzionamento meccanico non sia compromesso durante il montaggio.

Per le parti che devono essere sottoposte alla prova di tipo, si deve verificare che il funzionamento meccanico sia soddisfacente dopo il montaggio dell'apparecchiatura. Il numero dei cicli di manovra deve essere pari a 50.

La prova è considerata positiva se, le condizioni di funzionamento delle parti dell'apparecchiatura, dei meccanismi di blocco ecc., non è risultata compromessa e lo sforzo necessario per il loro funzionamento è rimasto praticamente inalterato

9.12.09) Verifica del grado di protezione

Il grado di protezione dell'apparecchiatura deve risultare adeguato rispetto al tipo d'ambiente e luogo d'installazione.

Per le ANS nessun grado di protezione (Codice IP) può essere assegnato senza che siano condotte prove appropriate o senza che siano utilizzati involucri prefabbricati preventivamente provati.

9.12.10) Ispezione dell'apparecchiatura.

Si deve verificare l'efficacia degli elementi di comando meccanico, dei blocchi ecc. I conduttori ed i cavi devono ispezionati per assicurarsi della loro buona sistemazione; ciò vale anche per il corretto montaggio degli apparecchi. Si deve verificare, eventualmente, con prove casuali, il soddisfacente contatto dei collegamenti, in particolare dei collegamenti avvitati od imbullonati.

E', inoltre, necessario assicurarsi che i dati e le marcature previsti siano completi e che l'apparecchiatura vi corrisponda.

Secondo la complessità dell'apparecchiatura, può essere necessario controllare il cablaggio ed eseguire una prova di funzionamento elettrico.

9.12.11) Controllo delle misure di protezione

I mezzi di protezione contro i contatti diretti devono essere oggetto di una verifica. I circuiti di protezione devono essere verificati mediante un esame a vista, per assicurarsi che i provvedimenti previsti dalla Norma siano stati applicati.

9.12.12) Verifica della resistenza d'isolamento

Per le ANS che non sono state sottoposte alla prova di tensione applicata, deve essere fatta una misura di isolamento usando un apparecchio di misura dell'isolamento a una tensione di almeno

500 V. In questo caso la prova è ritenuta superata se la resistenza di isolamento tra i circuiti e le masse è almeno 1000 ohm/V, riferita alla tensione nominale verso terra di ciascun circuito.

Elenco delle verifiche e prove di tipo da eseguire sulle apparecchiature AS e ANS

N.	*Caratteristiche da controllare*	*Rif.*	*AS*	*ANS*
1	Limiti di sovratemperatura	8.2.1	Verifica dei limiti di sovratemperatura tramite prove (prova di tipo)	Verifica dei limiti di sovratemperatura tramite prove o estrapolazione
2	Proprietà dielettriche	8.2.2	Verifica delle proprietà dielettriche tramite prove (prova di tipo)	Verifica delle proprietà dielettriche tramite prove secondo 8.2.2 o 8.3.2, o verifica della resistenza di isolamento secondo 8.3.4 (vedi n° 9 e 11)
3	Tenuta al corto-circuito	8.2.3	Verifica della tenuta al cortocircuito tramite prove (prova di tipo)	Verifica della tenuta al cortocircuito tramite prove o per estrapolazione da sistemazioni di apparecchiature AS similari che abbiano superato la prova di tipo
4	Efficienza del circuito di protezione	8.2.4		
	Connessione effet-tiva tra le masse dell'apparecchiatura e il circuito di protezione	8.2.4.1	Verifica dell'effettiva connessio-ne tra le masse dell'apparec-chiatura e il circuito di prote-zione, tramite ispezione o misu-ra della resistenza (prova di tipo)	Verifica dell'effettiva connessione tra le masse dell'apparecchiatura ed il circuito di protezione, tramite ispezione o misura della resistenza
	Tenuta al corto-circuito del circuito di protezione	8.2.4.2	Verifica della tenuta al cortocircuito del circuito di protezione tramite prova (prova di tipo)	Verifica della tenuta al cortocircuito del circuito di protezione tramite prova o adeguato progetto e sistemazione del conduttore di protezione
5	Distanze di isolamen-to in aria e superficiali	8.2.5	Verifica delle distanze in aria e superficiali (prova di tipo)	Verifica delle distanze in aria e superficiali
6	Funzionamento meccanico	8.2.6	Verifica del funzionamento meccanico (prova di tipo)	Verifica del funzionamento meccanico
7	Grado di protezione	8.2.7	Verifica del grado di protezione (prova di tipo)	Verifica del grado di protezione
8	Cablaggio, funzionamento elettrico	8.3.1	Ispezione dell'apparec-chiatura includente l'ispe-zione del cablaggio e, se necessario, la prova del funzionamento elettrico (prova individuale)	Ispezione dell'apparecchiatura inclu-dente l'ispezione del cablaggio e, se necessario, la prova del funzionamento elettrico
9	Isolamento	8.3.2	Prova dielettrica (prova individuale)	Prova dielettrica oppure verifica della resistenza di isolamento secondo 8.3.4 (vedi n° 9 e 11)
10	Misure di protezione	8.3.3	Controllo delle misure di protezione e della conti-nuità elettrica del circuito di protezione (prova individuale)	Controllo delle misure di protezione
11	Resistenza di isola-mento	8.3.4		Verifica della resistenza di isolamento se non sono state eseguite le prove secondo 8.2.2 oppure 8.3.2 (vedi n. 2 e n. 9)

10)- QUADRI DC (CORRENTE CONTINUA).

10.1) Generalità

All'interno dell'area dell'impianto, in prossimità delle strutture ove sono alloggiati i moduli fotovoltaici, saranno installati i quadri elettrici di campo (quadri DC) per il collegamento in parallelo di più stringhe, in modo da consentire che eventuali guasti nei singoli moduli o nel cablaggio delle stringhe possano essere individuati in modo affidabile, impedendo così perdite di potenza e di rendimento.
All'interno di ciascun quadro DC saranno installati gli scaricatori di sovratensione per proteggere l'inverter da sovratensioni transienti. I fusibili a monte delle stringhe sono in grado di isolare dal campo fotovoltaico le stringhe guaste, p.es. a causa di un cortocircuito nel modulo o nel cablaggio. Il software riconosce la reazione dei fusibili delle stringhe con successiva emissione di un segnale di allarme nel dispositivo di controllo dell'inverter. Viene effettuata inoltre l'analisi e la visualizzazione delle singole correnti di stringa nell'SCC.
Per interventi di manutenzione e per il collegamento dei cavi delle stringhe sono montati morsetti di disinserzione nel quadro di campo che consentono di separare le stringhe singolarmente o in toto dal generatore FV.

10.2) Numero massimo di stringhe per ingresso di misura

In considerazione del fatto che il quadro DC è in grado di collegare in parallelo più stringhe, la valutazione nel dispositivo di controllo è limitata ad un massimo di nove stringhe con un'impostazione del limite di tolleranza del 10%. Il numero massimo di stringhe che possono essere collegate in parallelo per ottenere una valutazione sicura
dipende dalla tolleranza regolabile e può essere determinato come segue:
N = numero massimo delle stringhe collegabili in parallelo.

10.3) Corrente inversa

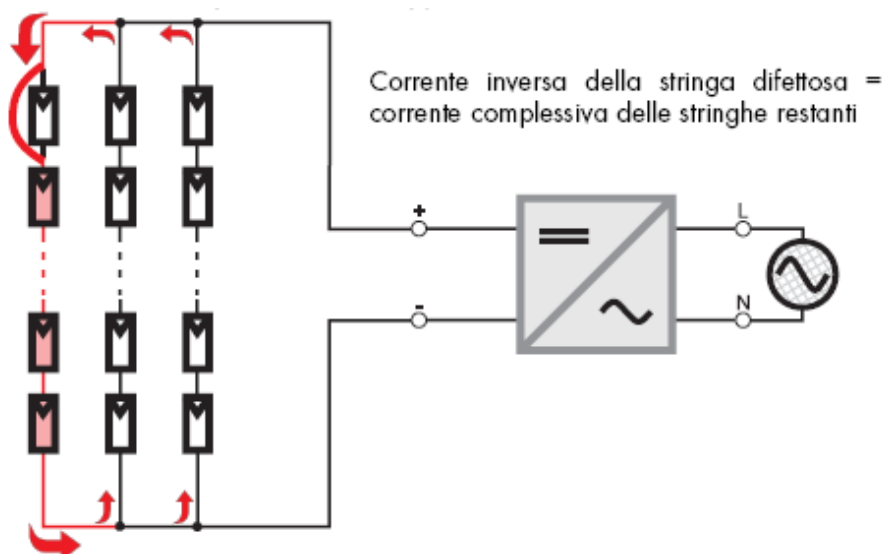
La corrente dei moduli di una stringa deviata da cortocircuiti può essere caricata di cosiddetta corrente inversa che può essere notevolmente superiore alla corrente massima (cortocircuito) di questa stringa. I fusibili delle stringhe proteggono quindi la stringa difettosa. Il numero massimo di fusibili consentito dipende dal tipo di modulo e deve essere scelto in funzione della curva caratteristica di quest'ultimi.
Generalmente una corrente inversa può crearsi soltanto se i moduli sono collegati in parallelo e la tensione di circuito aperto (tensione a vuoto Uoc) delle singole stringhe parallele è differente. In condizioni di funzionamento normali ciò si può evitare utilizzando stringhe della stessa lunghezza. Visto che gli ombreggiamenti non influiscono in modo decisivo su Uoc, anche in questo caso eccezionale non si crea corrente inversa significativa.
Durante il funzionamento normale di un generatore FV correttamente dimensionato non può crearsi corrente inversa eccessiva.
Pertanto una corrente inversa può sorgere soltanto se a causa di un'anomalia del generatore solare (per es. cortocircuito di uno o più moduli) la tensione di circuito aperto di una stringa è notevolmente inferiore alla tensione di circuito aperto delle altre stringhe parallele. Nel peggiore dei casi la tensione nella stringa guasta è costituita da un valore compreso nel range della tensione

MPP (UMPP) dei restanti componenti del generatore. A causa della struttura a diodi all'interno delle celle solari, fluisce una corrente inversa attraverso la stringa guasta del generatore che, a seconda della sua intensità, provoca un forte surriscaldamento che può arrivare addirittura a distruggere i moduli di questa stringa.

I guasti descritti di seguito possono comportare tra l'altro la riduzione della tensione di circuito aperto di una stringa del generatore e quindi una corrente inversa in caso di connessione in parallelo:

• cortocircuito di uno o più moduli,
• cortocircuito di una o più celle nel modulo,
• doppia dispersione verso terra di un modulo o del cablaggio.

Anche se questi guasti non sono molto probabili e nella prassi si presentano raramente, è comunque necessario adottare dei provvedimenti. Infatti tali guasti nascondono un elevato potenziale di danno e di rischio, in quanto tutti i moduli della stringa interessata possono essere danneggiati e il surriscaldamento locale può anche causare danni secondari.

Per questo motivo, il quadro DC contiene fusibili che separano le stringhe guaste dall'intero campo FV. Il software riconosce la reazione dei fusibili delle stringhe provocata da un guasto nel modulo e genera un messaggio di allarme.

10.4) Installazione

Ciascun quadro DC sarà installato direttamente in campo aperto. Ciò consente di ridurre al minimo la lunghezza dei cavi CC delle stringhe con relativa riduzione delle perdite sul lato CC.

In caso di generatore solare montato su supporto, il punto di installazione ideale quadri DC è all'ombra dietro il generatore. Accertarsi che, in caso di pioggia, l'acqua non penetri nell'involucro attraverso la superficie del modulo.

I cavi di collegamento devono essere inseriti con calotte di protezione all'interno dell'involucro al fine di soddisfare il grado di protezione IP65.

I cavi di collegamento vengono stesi affinché nessuna forza meccanica prodotta dal peso dei cavi possa agire sull'involucro. In caso contrario non è più possibile garantire il tipo di protezione IP65.

10.5) Dimensionamento elettrico sezione in corrente continua

La tensione della sezione in corrente continua (c.c.) del generatore fotovoltaico è stata opportunamente scelta, nella fase progettuale, in funzione della tipologia dei moduli utilizzati, dell'inverter a cui è collegato e della temperatura ambiente del sito di installazione.
Occorre anzitutto tenere conto dei diversi valori della tensione della sezione in c.c. di un impianto fotovoltaico.
- *Tensione di funzionamento nominale di un generatore fotovoltaico:*
è la tensione al punto di massima potenza, come imposto dalla funzione MPPT dell'inverter a cui è collegato il generatore fotovoltaico.
- *Tensione massima di sistema di un generatore fotovoltaico:*
è determinata dalla somma delle Tensioni a vuoto (Voc) dei moduli fotovoltaici collegati tra loro in serie (stringhe). La tensione della sezione in c.c di un generatore fotovoltaico varia in modo inverso alla temperatura di funzionamento dei moduli fotovoltaici. In particolare, la variazione della tensione a vuoto **VOC** di un modulo fotovoltaico, rispetto al valore in condizioni standard **VOC,STC**, in funzione della temperatura di lavoro delle celle **Tcel** è espressa da:

$$V_{OC}(T) = V_{OC,STC} - N_s * \beta * (25 - T_{cel})$$

essendo
β il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura;
si tratta di un valore che dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico, assumendo valori più elevati per i moduli in Silicio cristallino (in genere–2,2 mV/°C/cella) e più contenuti per i moduli a film sottili (in genere circa –1,5 ÷ -1,8 mV/°C/cella); valori più precisi sono riportati sui fogli illustrativi, o datasheet, dei moduli
Ns il numero delle celle in serie nella stringa.
La tensione a vuoto e la tensione di lavoro variano, invece, in modo diretto con l'irraggiamento solare incidente sui moduli fotovoltaici. Questa variazione può essere opportunamente considerata, giacché in casi particolari l'irraggiamento **Gp** può raggiungere valori di circa 1200 W/m2. La dipendenza della tensione a vuoto **VOC** dall'irraggiamento e dalla temperatura ambiente è espressa dalla seguente formula (CEI EN 61829):

$$V_{OC} = V_{OC,STC} - N_S * \left[A * \ln\left(\frac{G_{STC}}{Gp}\right) - \beta * \frac{dT_J}{dG} * Gp + \beta * (T_{STC} - T_A) \right]$$

dove:
Gp è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli (W/m2)
GSTC è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli, in Condizioni di Prova Standard (W/m2)
VOC,STC è la tensione a vuoto alle Condizioni di Prova Standard (V)
TA è la temperatura ambiente (°C)
Ns essendo il numero di celle in serie nella stringa
A ⍰ 37,5 mV/cella è il prodotto del fattore di non-idealità (ca 1,5) e della tensione termica (ca 25 mV) del diodo

ß è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura (mV/°C/cella)
dTJ / dG è un coefficiente che può essere determinato, per schiere di moduli installate in modo da non risentire l'effetto di ostruzioni, tramite il valore della temperatura nominale di lavoro dei moduli utilizzati, NOCT:

$$\frac{dT_J}{dG} = \frac{NOCT - 20}{800}$$

La scelta della tensione c.c. del generatore fotovoltaico è stata effettuata tenendo conto:

- dei dispositivi che compongono il generatore fotovoltaico (moduli) e quelli a cui è collegato (inverter)
- delle correnti per le quali esso dovrà essere dimensionato
- dei limiti di sicurezza elettrica.

11)- POSA IN OPERA DEI CAVI ELETTRICI

11.1) Generalità

Scopo della presente Sezione è di dare alcune regole ed avvertenze per una corretta installazione in relazione alle modalità di posa. Le modalità di posa più comuni nella pratica impiantistica sono indicate nelle figure successive

11.2) Identificazione:

Le condutture elettriche devono essere disposte o contrassegnate in modo tale da poter essere identificate per le ispezioni, le prove, le riparazioni o le modifiche dell'impianto.
I conduttori di neutro e di protezione, se separati, devono essere in accordo con la Norma CEI EN 60440 (CEI 16-4) "Individuazione conduttori tramite colori o codici numerici".
Quando si faccia uso di colori, il bicolore giallo-verde deve essere riservato ai conduttori di protezione (ivi compresi i conduttori di terra ed i conduttori equipotenziali) ed il colore blu chiaro deve essere destinato al conduttore di neutro (o di conduttore mediano).
In un cavo multipolare, in assenza di conduttore di neutro (o di conduttore mediano), l'anima colore blu chiaro può essere usata come conduttore di fase.
Per i conduttori di messa a terra per ragioni funzionali, e non per ragioni di sicurezza, non è imposto alcun colore: essi non devono esser tuttavia identificati con la doppia colorazione giallo-verde ed i morsetti corrispondenti devono portare i simboli corrispondenti definiti nella Norma CEI EN 60445 (CEI 16-2). Per l'identificazione dei cavi senza guaina mediante simboli si applica la Norma CEI 16-1 "Individuazione dei conduttori isolati".
I conduttori nudi e le sbarre devono essere identificabili, per es., per la loro forma o posizione, oppure mediante colori, cifre, simboli o segni grafici, e la loro identificabilità può essere limitata alle estremità ed ai punti di connessione.

11.3) Urti meccanici e vibrazioni

Le condutture devono essere scelte e messe opera in modo tale da rendere minimi i danni provocati da sollecitazioni meccaniche, per da urti o schiacciamenti, durante la posa, l'uso la manutenzione.
Quando negli impianti fissi possano aversi di media o di elevata intensità, la protezione può essere assicurata mediante uno dei seguenti metodi:

- scelta di condutture aventi caratteristiche meccaniche adeguate;
- scelta di un luogo adatto;
- uso, anche solo locale, di protezioni meccaniche supplementari;

oppure mediante una combinazione dei precedenti metodi.
Si possono utilizzare cavi che possano essere sottoposti in alcuni tratti del loro percorso ad urti meccanici che non siano in grado di sopportare, a condizione di prevedere per quei tratti una protezione meccanica supplementare.
Quando le condutture siano sostenute da o fissate a strutture o ad altri componenti soggetti a vibrazioni di media o di elevata intensità, esse devono risultare adatte per queste condizioni, per quanto riguarda cavi e loro connessioni.

11.4) Tipi di condutture

I tipi di posa delle condutture in funzione del tipo di conduttore o di cavo utilizzato, o delle varie situazioni, devono essere in accordo con le tabelle seguenti che fanno riferimento alle tabelle 52A, 52B e 52C della Norma CEI 64-8. I cavi senza guaina sono sempre unipolari. Quando si citano i cavi con guaina si intendono cavi unipolari con guaina o cavi multipolari.

I conduttori e i cavi unipolari in c.a. installati entro involucri di materiale ferromagnetico devono essere disposti in modo che i conduttori di ciascun circuito siano contenuti nello stesso involucro; se questa condizione non è soddisfatta, si possono avere riscaldamenti pericolosi dovuti ad effetti induttivi. È permesso posare diversi circuiti nella stessa conduttura, a condizione che tutti i conduttori siano isolati per la tensione nominale più elevata presente.

11.5) Temperature di posa

Durante le operazioni di posa o di spostamento dei cavi per installazione fissa, la loro temperatura – per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venire piegati o raddrizzati – non deve essere inferiore a:
– cavi isolati con carta impregnata: 3 °C;
– cavi isolati con PVC, o aventi rivestimento protettivo a base di PVC: 0 °C;
– cavi con isolante e rivestimento protettivo a base di materiali elastomerici e con rivestimento protettivo a base di polietilene: -25 °C.

11.6) Raggi di curvatura dei cavi

La curvatura dei cavi deve essere tale da non provocare danno ai cavi stessi. Durante le operazioni di posa dei cavi per installazione fissa, se non altrimenti specificato dalle norme particolari o dai costruttori, i raggi di curvatura dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non devono essere inferiori ai seguenti:
– cavi sotto guaina di alluminio, con o senza altri tipi di rivestimento metallico, 30 D;
– cavi senza guaina di alluminio, sotto guaina di piombo, con o senza altri tipi di rivestimento metallico, 16 D;
– cavi senza guaina di alluminio o di piombo, ma dotati di altro rivestimento metallico quale armatura, conduttore concentrico, schermatura a fili o nastri (inclusi i nastri sottili longitudinali placcati o saldati), 14 D;
– cavi senza alcun rivestimento metallico, 12 D;
dove D è il diametro esterno del cavo. Nel caso di cavi multipolari costituiti da più cavi unipolari cordati ad elica visibile il diametro D da prendere in considerazione è quello pari a 1,5 volte il diametro esterno del cavo unipolare di maggior diametro.
Nel caso di cavi senza alcun rivestimento metallico, il raggio minimo di curvatura sopra indicato vale per conduttori di Classe 1 e 2 (definita secondo la Norma CEI 20-29); per cavi con conduttori di Classe 5 e 6 (sempre secondo la Norma CEI 20-29) tale raggio può essere ridotto del 25%.
Nel caso di posa in condizioni favorevoli, i raggi di curvatura sopra indicati possono essere ridotti per arrivare fino alla metà per curvatura finale eseguita su sede sagomata e con temperatura non inferiore a 15 °C, salvo diversa indicazione del fabbricante.

11.7) Sollecitazioni a trazione

Quando per il tipo di installazione i cavi possono essere soggetti a sforzi permanenti di trazione si raccomanda che essi siano di tipo capace di sopportare la trazione (autoportanti o con organo portante).
Gli sforzi di tiro necessari durante le operazioni di posa dei cavi non vanno applicati ai rivestimenti protettivi, bensì ai conduttori, per i quali d'altronde si raccomanda di non superare una sollecitazione di 60 N per mm^2 di sezione totale per conduttori di rame e 50 N per mm^2 per conduttori di alluminio.
Se il cavo è provvisto di un'armatura, a fili o piattine, necessaria quando il previsto sforzo di tiro supera il valore sopportabile dai conduttori come detto sopra, la forza di tiro va applicata all'insieme dei conduttori e dell'armatura, ma non deve superare del 25% le sollecitazioni ammissibili sui conduttori di cui al capoverso precedente.
Si adotteranno accorgimenti tali da impedire la rotazione del cavo sul proprio asse quando è sottoposto a tiro.

11.8) Cavi in tubo

Il numero, la posizione e la forma delle curve di un tubo o condotto consentono l'agevole infilaggio e sfilaggio del cavo o dei cavi. Il diametro nominale interno del tubo o condotto deve essere maggiore di 1,4 volte il diametro del cavo o del fascio di cavi.
Cavi appartenenti a sistemi in corrente alternata installati in tubi metallici saranno raggruppati in modo che i conduttori di tutte le fasi (e del neutro eventuale) dello stesso circuito siano infilati nel medesimo tubo.
I tubi saranno distanziati in modo da consentire l'installazione e l'accessibilità agli accessori.
Il raggio di curvatura dei tubi e dei condotti sarà tale da soddisfare le prescrizioni per la curvatura dei cavi. Inoltre la curvatura dei tubi deve essere tale che il diametro interno di questi non diminuisca di oltre il 10%.

12) PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE.

12.1) Definizioni

– *Corrente di impiego I_B*

Corrente che può fluire in un circuito nel servizio ordinario.

– *Portata di una conduttura in regime permanente*

Massimo valore della corrente che può fluire in una conduttura in regime permanente ed in determinate condizioni, senza che la sua temperatura superi un valore determinato.

– *Sovracorrente*

Ogni corrente che supera il valore nominale (per le condutture il valore nominale è la portata).

– *Corrente di sovraccarico*

Sovracorrente che si verifica in un circuito sano (per esempio: corrente di avviamento di un motore, richiesta eccessiva momentanea di energia da parte dell'utilizzatore, ecc.).

– *Corrente di corto circuito (franco)*

Sovracorrente che si verifica in seguito ad un guasto di impedenza trascurabile tra due conduttori attivi o fra un conduttore attivo e la terra, fra i quali esiste una tensione in condizioni ordinarie di esercizio.

– *Corrente convenzionale di funzionamento*

Valore specificato di corrente che provoca l'intervento del dispositivo di protezione entro un tempo specificato, detto tempo convenzionale.

– *Corrente di guasto*

Corrente che si stabilisce a seguito di un cedimento dell'isolamento o quando l'isolamento è cortocircuitato.

– *Corrente di guasto a terra*

Corrente di guasto che si chiude attraverso l'impianto di terra.

– *Corrente ininterrotta nominale Iu*

È il valore di corrente, dichiarato dal costruttore, che l'interruttore può portare nel servizio ininterrotto.

– *Potere di interruzione nominale estremo (Icu)*

È il valore assegnato all'interruttore dal costruttore per la corrispondente tensione nominale di impiego, espresso come il valore della corrente di corto circuito presunta interrotta, in kA.

– *Potere di interruzione nominale di servizio in corto circuito (Ics)*

È il valore assegnato dal costruttore all'interruttore per la corrispondente tensione nominale di impiego, espresso dal valore della corrente di corto circuito presunta interrotta, in kA, corrispondente ad una delle percentuali specificate nella seguente del potere di interruzione nominale estremo di cortocircuito, arrotondato al numero intero più vicino.

Categoria di utilizzazione A (% di I_{cu})	Categoria di utilizzazione B (% di I_{cu})
25	–
50	50
75	75
100	100

– Corrente nominale ammissibile di breve durata (Icw)

È il valore assegnato dal costruttore all'interruttore, rappresentato (in corrente alternata) dal valore efficace della componente alternata della corrente di cortocircuito presunta, assunta costante per tutta la durata del tempo di ritardo previsto, il quale deve essere almeno di 0,05 s con la preferenza per i seguenti valori: 0,05-0,1-0,25-0,1-1 s.

La corrente di breve durata nominale non deve essere inferiore ai valori indicati nella seguente tabella.

Corrente nominale (I_n) [A]	Corrente nominale di breve durata ammissibile (I_{cw}) valori minimi [kA]
$I_n \leq 2500$	Il maggior valore tra $12 \cdot I_n$ o 5 kA
$I_n > 2500$	30 kA

– Potere di chiusura nominale in corto circuito (Icm)

È il valore assegnato dal costruttore all'interruttore alla tensione nominale di impiego, alla frequenza nominale, in corrispondenza di uno specificato fattore di potenza (cos.) per la corrente alternata. Esso è espresso come il massimo picco della corrente presunta e non deve essere inferiore al suo potere di interruzione di corto circuito estremo, moltiplicato per il fattore "n" indicato nella seguente tabella.

Potere di interruzione in cortocircuito (valore efficace) [kA]	Fattore di potenza [cosφ]	Fattore "n"
$4,5 < I \leq 6$	0,7	1,5
$6 < I \leq 10$	0,5	1,7
$10 < I \leq 20$	0,3	2,0
$20 < I \leq 50$	0,25	2,1
$50 < I$	0,2	2,2

– Categoria di utilizzazione di un interruttore (A o B)

Gli interruttori possono essere classificati secondo la categoria di utilizzazione A o B.

Gli interruttori classificati di categoria A non sono previsti in modo specifico per la selettività nelle condizioni di corto circuito, rispetto ad altri dispositivi in serie, lato carico, cioè non hanno ritardo intenzionale.
Quelli classificati di categoria B invece, sono previsti in modo specifico per la selettività nelle condizioni di corto circuito, rispetto ad altri dispositivi in serie, lato carico, cioè hanno ritardo intenzionale.
– *Corrente di scambio (Ib)*
È un valore limite di corrente al di sopra del quale, con due dispositivi di protezione in serie, il dispositivo (generalmente, ma non necessariamente) posto sul lato alimentazione assicura la protezione di sostegno (back-up) per l'altro dispositivo.

12.2) Prescrizioni generali riguardanti la protezione contro le sovracorrenti

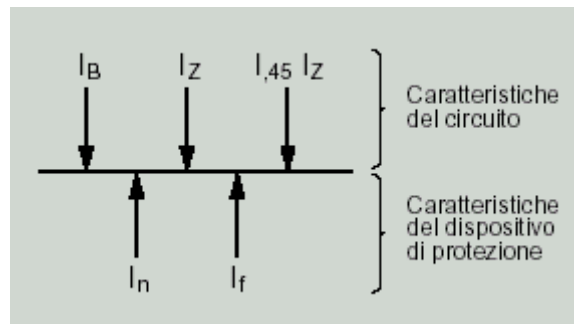
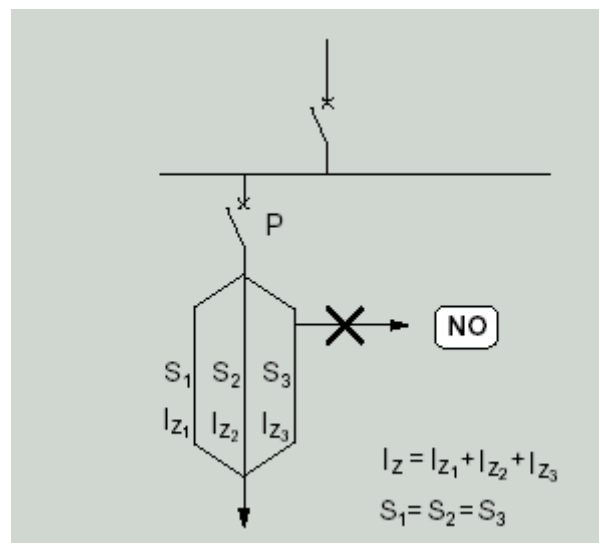
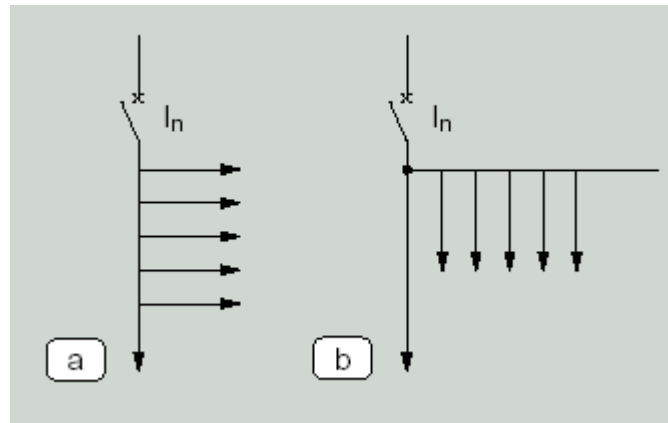
12.2.01) Generalità
I conduttori attivi di un circuito elettrico devono essere protetti da uno o più dispositivi che interrompono automaticamente l'alimentazione quando si produce sovracorrente (sovraccarico o corto circuito).
La protezione contro i sovraccarichi e i corto circuiti può essere assicurata sia in modo separato, con dispositivi distinti, sia in modo unico con dispositivi che assicurano entrambe le protezioni. In ogni caso essi devono essere tra loro coordinati.
Per assicurare la protezione il dispositivo deve:
– interrompere sia la corrente di sovraccarico sia quella di corto circuito, interrompendo, nel secondo caso, tutte le correnti di corto circuito che si presentano in un punto qualsiasi del circuito, prima che esse provochino nel conduttore un riscaldamento tale da danneggiare l'isolamento;
– essere installato in generale all'origine di ogni circuito e di tutte le derivazioni aventi portate differenti (diverse sezioni dei conduttori, diverse condizioni di posa e ambientali, nonché un diverso tipo di isolamento del conduttore)

12.2.02) Condizioni di sovraccarico
Per quanto concerne le condizioni di sovraccarico:
– il dispositivo può essere installato lungo il percorso della conduttura invece che all'origine, purchè questa non attraversi luoghi con pericolo di incendio ed esplosione, né vi siano su di essa derivazioni né prese a spina poste a monte del dispositivo di protezione stesso;
– per assicurare la protezione, le caratteristiche del dispositivo devono essere coordinate con quelle del conduttore, cioè devono essere soddisfatte le seguenti due condizioni:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \, . \, I_z$$

dove:
$\mathbf{I_B}$ = corrente di impiego del circuito
$\mathbf{I_z}$ = portata del cavo a regime permanente

I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione (nei dispositivi regolabili la I_n è la corrente regolata scelta)
I_f = – corrente, per gli interruttori, che assicura il funzionamento del dispositivo entro il tempo convenzionale in condizioni definite.
– corrente, per i fusibili gG, di fusione entro un tempo convenzionale
Le condizioni di coordinamento sopra citate sono raffigurate nella figura seguente.

Ne consegue che il conduttore non risulta protetto se il sovraccarico è compreso tra **Iz** e **If** in quanto esso può permanere a lungo senza provocare l’intervento della protezione.
Ciò può essere evitato fissando il valore di **Ib** in modo che **Iz** non venga superato frequentemente.
Se uno stesso dispositivo di protezione alimenta diverse condutture od una conduttura principale dalla quale siano derivate condutture secondarie, il dispositivo protegge quelle condutture che risultano con esso coordinate secondo le due disequazioni sopra riportate.
Il dispositivo di protezione deve avere caratteristiche tali da consentire sovraccarichi di breve durata che si producono nell’esercizio ordinario, senza intervenire.
Se il dispositivo protegge diversi conduttori in parallelo (Fig. 12/9), si considera per **I_z** la somma delle portate dei singoli conduttori (**I_z** = **I_{z1}…$I_{z\ n-1}$**), a condizione però che i conduttori stessi portino sostanzialmente le stesse correnti (eguale sezione, stesso tipo di isolamento, stesso modo di posa) e che non siano interessati da derivazioni.

12.2.03) Condizioni di corto circuito

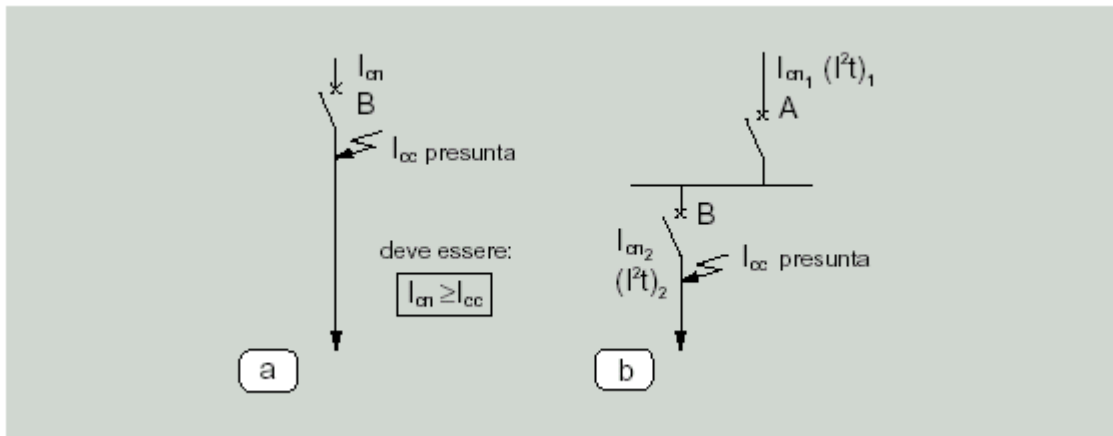
Per quanto concerne le condizioni di corto circuito, il dispositivo di protezione:

• può essere installato lungo la conduttura ad una distanza dall'origine non superiore a 3 m, purché questo tratto sia rinforzato in modo da ridurre al minimo il rischio di corto circuito (Non si applica in ambienti a maggior rischio d'incendio ed esplosione (CEI 64-8 art. 473.1.2).

• non deve essere posto vicino a materiale combustibile o in luoghi con pericolo di esplosione.

Inoltre per assicurare la protezione deve soddisfare le due seguenti condizioni:

– avere un potere di interruzione non inferiore alla corrente di corto circuito presunta nel punto in cui è installato.

È ammesso tuttavia l'impiego di un dispositivo di protezione (B) con un potere di interruzione $\mathbf{I_{cn2}}$ inferiore se a monte è installato un altro dispositivo (A) che abbia il necessario potere di interruzione $\mathbf{I_{cn1}}$ (protezione di sostegno) In questo caso l'energia specifica $\mathbf{(I^2t)_1}$ lasciata passare dal dispositivo a monte (A) non deve superare quella $\mathbf{(I^2t)_2}$ che può essere ammessa senza danni dal dispositivo (B) o dalle condutture situate a valle.

– deve intervenire in un tempo inferiore a quello che farebbe superare al conduttore la massima temperatura ammessa.

Deve cioè essere verificata, qualunque sia il punto della conduttura interessata al corto circuito, la condizione:

$$(I^2t) \leq K^2S^2$$

Per corto circuiti di durata non superiore a 5 s, il tempo necessario affinché una data corrente di corto circuito porti in condizioni di servizio ordinario un conduttore alla temperatura limite, può essere calcolato in prima approssimazione con la formula (derivata dalla precedente):

$$\sqrt{t} = \frac{K \cdot S}{I}$$

dove:

(I^2t) = integrale di Joule o energia specifica lasciata passare, per la durata del corto circuito, dal dispositivo di protezione **I** = corrente di corto circuito in ampere in valore efficace. (vedi nota 1)

K = fattore dipendente dal tipo di conduttore e isolamento che per una durata di corto circuito = 5 s è:

– 115 per conduttori in Cu isolati con PVC
– 135 per conduttori in Cu isolati con gomma ordinaria o gomma butilica
– 143 per conduttori in Cu isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato
– 74 per conduttori in Al isolati con PVC
– 87 per conduttori in Al isolati con gomma ordinaria, gomma butilica, gomma etilenpropilenica o propilene reticolato
– 115 corrispondente ad una temperatura di 160 °C per le giunzioni saldate a stagno tra conduttori in Cu

S = sezione dei conduttori da proteggere in mm^2

t = tempo di intervento del dispositivo di protezione assunto = 5 s.

(1) L’energia specifica passante, rappresentata dall’integrale di Joule assume, come già indicato,

$$\int_0^t i^2\, dt$$

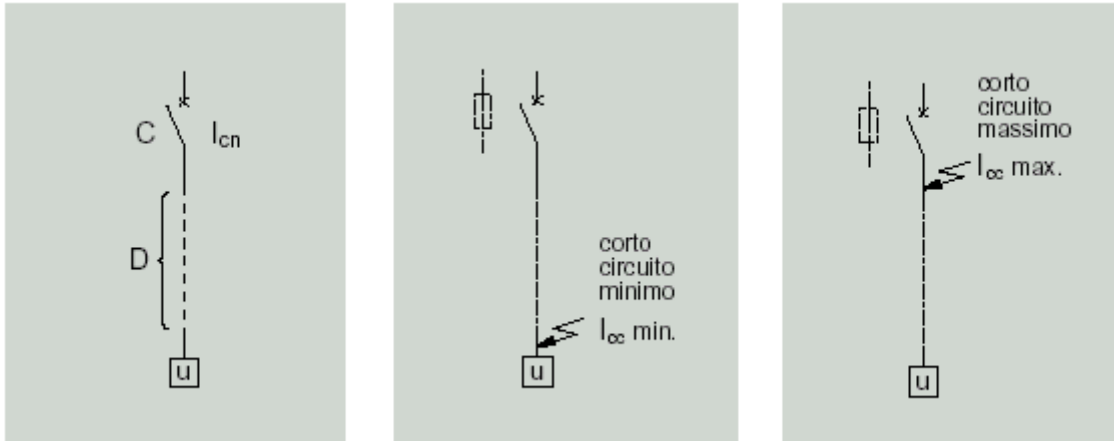
Tuttavia se il cortocircuito ha una durata sufficientemente lunga, il contributo della componente unidirezionale (componente transitoria) può essere trascurato e, in prima approssimazione, è possibile scrivere:
dove con I si intende il valore efficace della componente simmetrica.

$$\int_{o}^{t} i^2\,dt \cong I^2 t$$

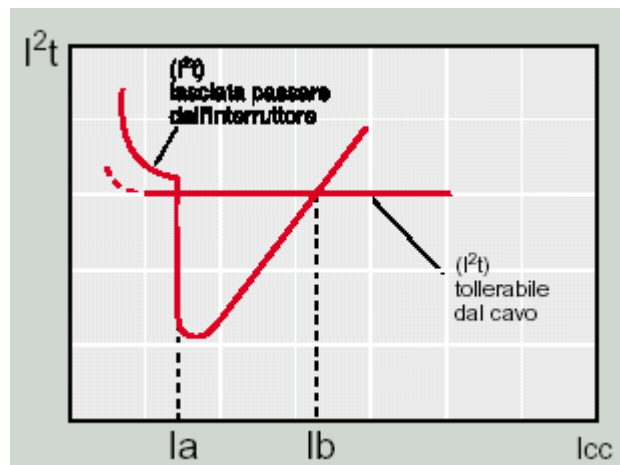
12.2.04) Coordinamento tra la protezione contro i sovraccarichi e la protezione contro i corti circuiti

Sono possibili due soluzioni:

12.2.04.01) Protezione assicurata da dispositivi distinti
Si applicano separatamente le prescrizioni di cui al paragrafo 7.2.02 (**I_B** = **I_n** = **I_z** e **I_f** = **1,45 . I_z**) al dispositivo di protezione contro i sovraccarichi e quelle di cui al paragrafo 6.2.03 al dispositivo di protezione contro i corti circuiti.

12.2.04.02) Protezione assicurata da un unico dispositivo
Se il dispositivo unico è coordinato secondo le prescrizioni di cui al paragrafo 7.5.2 (**I_B** = **I_n** = **I_z** e **I_f** =**1,45 . I_z**) con il conduttore ed ha un potere di interruzione almeno uguale alle correnti di corto circuito nel punto in cui è installato, si considera che esso assicuri anche la protezione contro i corto circuiti alla conduttura (D), posta a valle di quel punto (1).
La scelta dei dispositivi di protezione contro i sovraccarichi dev'essere effettuata in modo che:
– la corrente nominale deve essere scelta in accordo con quanto indicato al punto 7.2.02 – nel caso di carichi ciclici, i valori di **I_n** e di **I_f** devono essere scelti sulla base dei valori di **I_B** e di **I_z** corrispondenti a carichi termicamente equivalenti.
Per la scelta dei dispositivi di protezione contro i corto circuiti, l'applicazione delle prescrizioni di cui ai paragrafi 7.5.2 e 7.5.3, per la durata del guasto sino a 5 s, deve tenere conto delle correnti minime e massime di corto circuito.
I dispositivi di protezione devono soddisfare le condizioni nel seguito indicate, valide rispettivamente per gli interruttori automatici e per i fusibili.

12.3) Dispositivi di protezione contro le sovraccorrenti

12.3.01) Interruttori automatici.

La curva dell'energia specifica (**I^2t**) lasciata passare, ha un andamento del tipo indicato nella figura seguente.

Occorre verificare che:

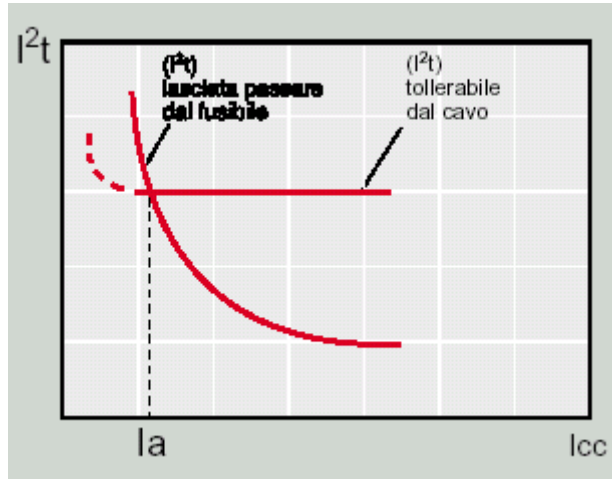
– la corrente di corto circuito che si produce per un guasto a fondo linea (**$I_{cc\ min}$** che corrisponde ad un corto circuito fase-neutro o fase-fase per i circuiti con neutro non distribuito nel punto più lontano), non sia inferiore a **I_a**, cioè:

$$I_{cc\ min} \geq I_a$$

$$I_{cc\ max} \leq I_b$$

– la corrente di corto circuito che si produce per un guasto franco all'inizio della linea, non sia superiore a **Ib**, cioè:

***12.3.02) Fusibili**.*

La caratteristica dell'energia specifica (I^2t) lasciata passare, ha un andamento del tipo indicato nella seguente figura.

E' stato calcolato e verificato che la corrente di corto circuito che si produce per un guasto a fondo linea ($\mathbf{I_{cc\,min}}$), non sia inferiore a $\mathbf{I_a}$, cioè:

$$I_{cc\,min} \geq I_a$$

12.4) Metodo di calcolo della corrente minima e massima di corto circuito

Il valore della corrente minima di corto circuito presunta è stato calcolato tramite le seguenti formule semplificate (CEI 64-8 art. 533.3 Commenti):

$$Icc_{min} = \frac{0{,}8 \cdot U \cdot S}{1{,}5\ \rho \cdot 2L}$$ nel caso di neutro non distribuito

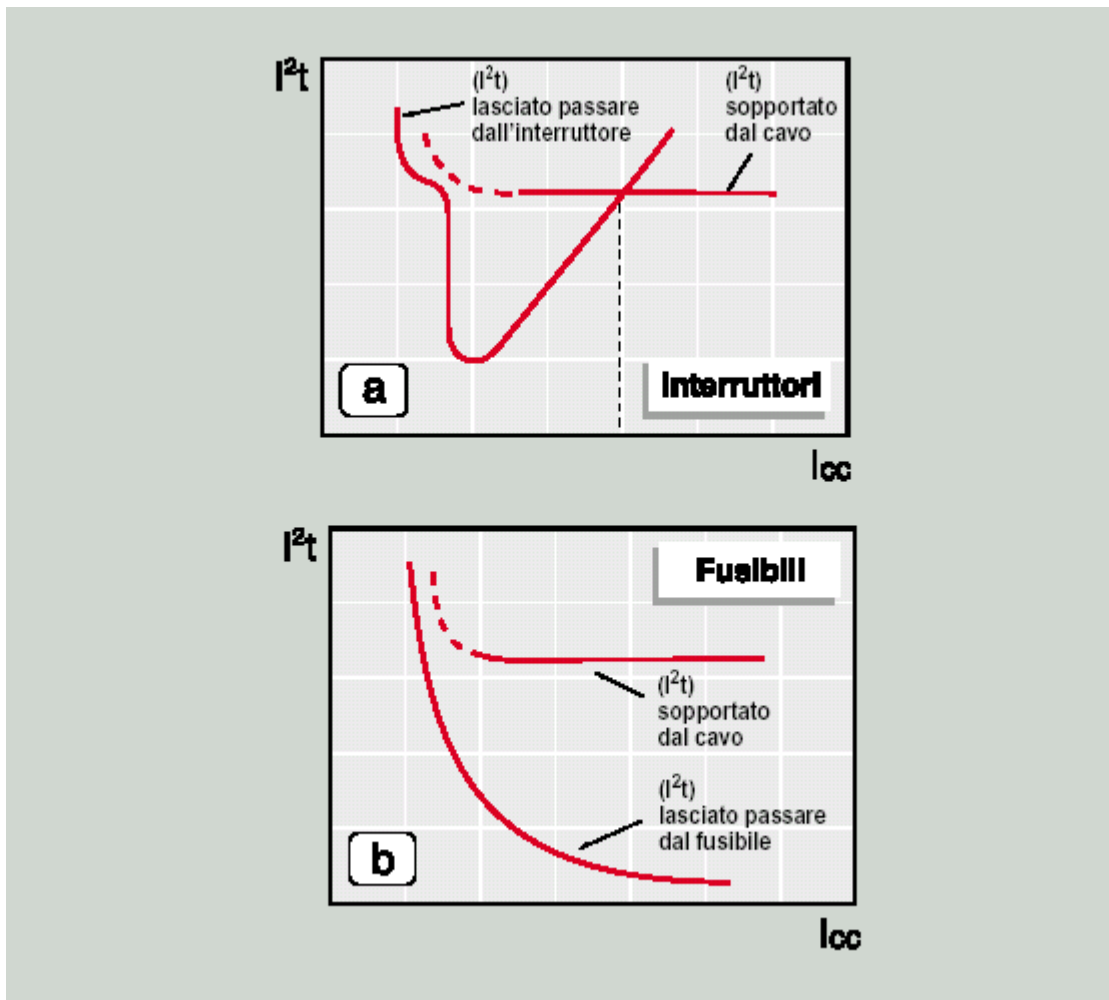
$$Icc_{min} = \frac{0{,}8 \cdot Uo \cdot S}{1{,}5\ \rho\ (1+m)\ L}$$ nel caso di neutro distribuito

Assumendo il valore minimo della corrente di corto circuito pari a quello della soglia di intervento dello sganciatore magnetico del dispositivo di protezione (interruttore automatico) si determina la lunghezza massima protetta, tramite le seguenti formule, derivate dalle precedenti.

$$L_{max} = \frac{0,8 \cdot U \cdot S}{2 \cdot \rho \cdot 1,2 \cdot I_m \cdot 1,5}$$ nel caso di neutro non distribuito

$$L_{max} = \frac{0,8 \cdot U_o \cdot S}{2 \cdot \rho\,(1+m) \cdot 1,2 \cdot I_m \cdot 1,5}$$ nel caso di neutro distribuito

dove:
U = tensione concatenata di alimentazione
Uo = tensione di fase di alimentazione
r = resistività a 20 °C del materiale dei conduttori (0,018 Ω * mm^2/m per il rame - 0,027 Ω mm^2/m per l'alluminio)
L = lunghezza della conduttura protetta in metri
S = sezione del conduttore in mm^2
Per S > 95 mm^2 si può tenere conto della reattanza della conduttura applicando ai valori della corrente di corto circuito i seguenti fattori di riduzione:
0,90 per S = 120 mm^2
0,85 per S = 150 mm^2
0,80 per S = 185 mm^2
0,75 per S = 240 mm^2
I_m = corrente di corto circuito presunta (valore efficace), considerata pari alla soglia di intervento dello sganciatore magnetico (o istantaneo)
m = rapporto tra resistenza del conduttore di neutro e quella del conduttore di fase (nel caso di egual materiale il rapporto è uguale a quello delle sezioni dei conduttori)
1,2 = fattore di tolleranza previsto dalle Norme.

Se il dispositivo di protezione, interruttore o fusibile, risponde alle condizioni di cui ai paragrafi 12.2.02 e 12.2.03, non è necessario effettuare la verifica in corrispondenza della corrente minima di corto circuito.
Pertanto le curve caratteristiche di confronto per la verifica dell'interruttore e del fusibile, assumono la configurazione illustrata nelle seguenti figure:

Nel caso però di sovraccarico dove siano necessari tempi di intervento non compatibili con la sollecitazione termica del cavo (**I^2t** tollerabile), è stato verificato la protezione in corrispondenza della corrente minima di corto circuito, determinando la lunghezza massima protetta della linea, tramite le formule sopra menzionate.

12.5) Protezione contro le correnti di sovraccarico sul lato c.c.

La protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sui cavi delle stringhe FV e dei moduli FV quando la portata dei cavi sia eguale o superiore a 1,25 volte *ISC STC* in qualsiasi punto. Sono incluse nella prescrizione le scatole di giunzione delle stringhe,dei moduli e del generatore

La protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sul cavo principale FV se la portata è eguale o superiore a 1,25 volte il valore *ISC STC* del generatore FV.

12.6) Scelta dei dispositivi di manovra e protezione

12.6.01) Generalità

L'esatta scelta dei dispositivi nonché una corretta manovra di apertura e chiusura dei circuiti e la loro protezione contro sovraccarichi e corti circuiti, fanno sì che l'impianto possa regolarmente essere messo in esercizio e possa funzionare regolarmente.

Le funzioni di manovra vengono assolte da una serie di apparecchi (interruttore, interruttore di manovra, contattore ecc) chiaramente identificate e classificate dalla Norma CEI EN 60947-1.

Secondo la suddetta norma i dispositivi di comando e protezione sono così identificati:

- *Interruttore*
Apparecchio meccanico di manovra, capace di stabilire, portare e interrompere correnti in condizioni normali di circuito
ed anche di stabilire, portare per un tempo specificato e interrompere correnti in specificate condizioni anormali di circuito come quelle che si verificano nel caso di cortocircuito.

- *Interruttore di manovra*
È un apparecchio in grado di stabilire, condurre in modo continuativo e interrompere correnti in condizioni di normale esercizio fino a un determinato valore, comprese eventuali condizioni di sovraccarico specificate. Può anche condurre, per un determinato tempo, correnti in condizioni anormali ed essere previsto per chiudere, ma non per interrompere, tali correnti anormali.

- *Sezionatore*
Dispositivo meccanico di manovra che, in posizione di aperto, risponde ai requisiti specificati per la funzione di sezionamento, ossia alla funzione destinata ad assicurare la messa fuori tensione di tutta o parte dell'installazione, mediante separazione di qualsiasi sorgente di energia elettrica dall'installazione stessa o da parte di essa per motivi di sicurezza.

- *Interruttore di manovra-sezionatore*
Interruttore che in posizione di aperto, soddisfa le prescrizioni di isolamento specificate per i sezionatori.

- *Interruttore estraibile*
Interruttore che possiede in aggiunta ai contatti destinati alla interruzione, contatti di sezionamento che gli permettono di essere scollegato dal circuito principale nella posizione "estratto" e di raggiungere una distanza di sezionamento in accordo con le prescrizioni specificate.

- *Contattore*
Apparecchio meccanico di manovra avente una sola posizione di riposo, ad azionamento non manuale, in grado di stabilire, portare ed interrompere correnti in condizioni normali di circuito, incluse le condizioni di sovraccarico di manovra.

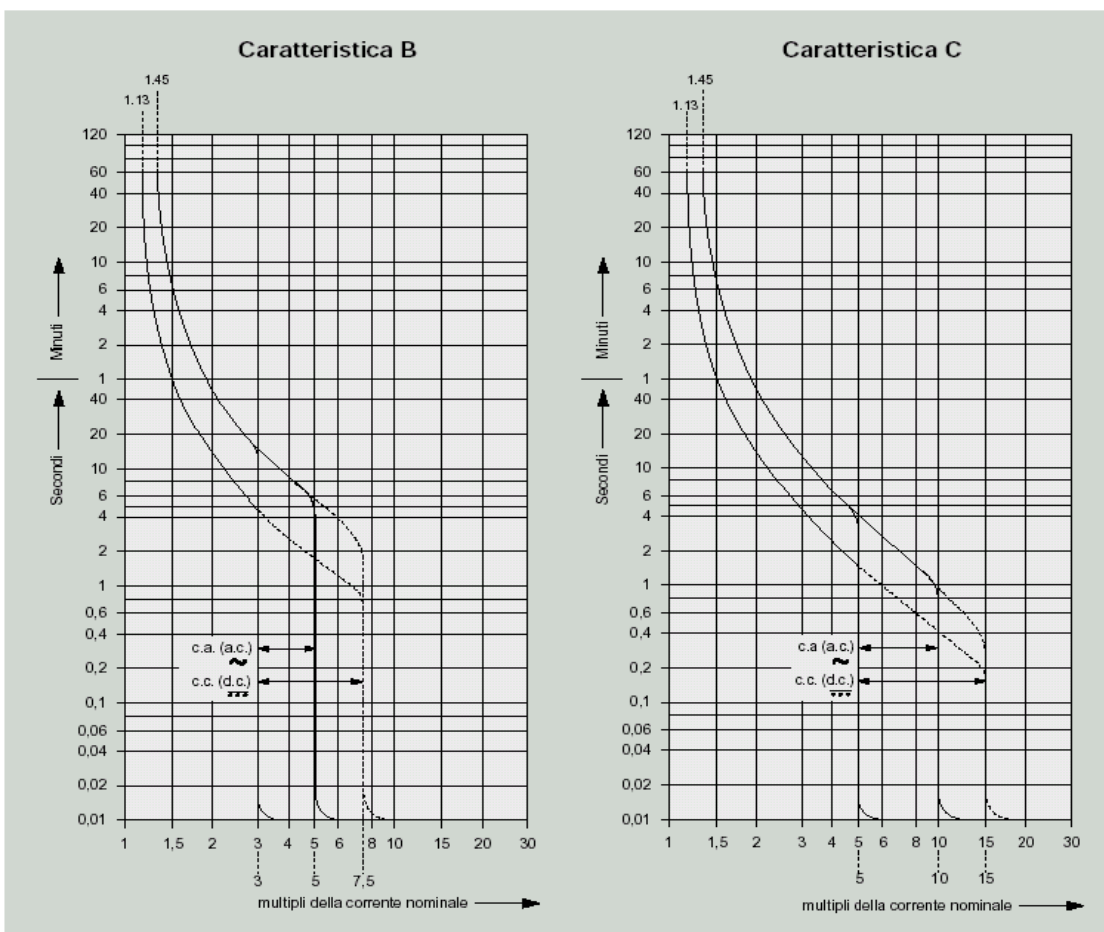
Gli interruttori automatici si suddividono in tre grandi categorie: modulari, scatolati ed aperti.

12.6.02) Interruttori automatici modulari

Gli interruttori automatici modulari devono rispondere ai requisiti della Norma CEI 23-3 (CEI EN 60898), come evidenziato nella tabella seguente.

Principali requisiti previsti dalla Norma CEI 23-3 per gli interruttori automatici modulari

Frequenza nominale	50/60 Hz
tensione nominale	400 V
corrente nominale max (I_n)	125 A
potere d'interruzione max (I_{cn})	25 kA
temperatura di riferimento	30 °C

Sono caratterizzati dall'avere dispositivi di protezione contro le sovracorrenti aventi curve caratteristiche d'intervento diverse in funzione delle applicazioni impiantistiche.
Le diverse curve di intervento tempo-corrente sono le seguenti:

12.6.03) Interruttori automatici scatolati

Negli interruttori scatolati la scatola isolante assolve tre importanti funzioni:
1) costituisce la struttura sulla quale vengono montati tutti i componenti
2) assicura l'isolamento dei componenti in essa contenuti
3) delimita in modo razionale le dimensioni esterne dell'interruttore.

Gli interruttori in scatola isolante sono generalmente caratterizzati da:

– dimensioni di ingombro estremamente compatte
– elevato grado di standardizzazione
– sensibile limitazione della corrente di guasto (anche nei tipi non limitatori)
– possibilità di realizzare ogni tipo di coordinamento delle protezioni amperometriche.

12.6.04) Interruttori automatici di tipo aperto

Gli interruttori di tipo aperto sono costituiti da una struttura metallica di sostegno di dimensioni standardizzate che contiene, e in un certo senso protegge, i componenti e gli accessori costituenti l'interruttore stesso.
Appositi schermi e otturatori metallici danno la massima sicurezza all'operatore nelle diverse condizioni di esercizio.
La gamma completa di questi interruttori automatici di bassa comprende:
– interruttori selettivi
– interruttori limitatori di corrente.

12.7) Interruttori differenziali e loro classificazione

12.7.01) Generalità

Gli interruttori differenziali si possono classificare in:
– termomagnetici, nei quali le funzioni di protezione differenziale e contro le sovracorrenti sono abbinate in un solo apparecchio;
– differenziali puri, privi di sganciatore termomagnetico, i quali assicurano solo la protezione differenziale;
– differenziali ritardati o selettivi termomagnetici o puri, i quali vengono installati a monte di altri interruttori differenziali rapidi, per garantire la selettività.
In relazione poi alla sensibilità, valore della **I**., si distinguono come segue:
– a bassa sensibilità (**I**. = 0,3 A), non adatti alla protezione contro i contatti diretti.
Coordinati con l'impianto di terra secondo **I**.<50/R, realizzano la protezione contro i contatti indiretti;
– ad alta sensibilità (**I**.: 0,01…0,03 A), detti anche a "sensibilità fisiologica", realizzano la protezione contro i contatti diretti.

12.7.02) Sensibilità alla forma d'onda della corrente di dispersione

In base alla forma d'onda della corrente di dispersione a cui sono sensibili, gli interruttori differenziali si classificano in:
– **tipo AC** (solo per corrente alternata) adatti per tutti gli impianti in cui si prevedono correnti di terra di forma sinusoidale. Sono insensibili a correnti impulsive oscillatorie smorzate fino a 200 A di picco con onda 0,5 µs/100 kHz. Conformi alla CEI EN 61008 e 61009 e alla forma d'onda 8/20 µs conforme alla VDE 0342.1;
– **tipo A** (per corrente alternata e/o pulsante con componenti continue)
adatti per impianti con apparecchi utilizzatori muniti di dispositivi elettronici per raddrizzare la corrente o per regolare il taglio di fase di una grandezza fisica (velocità, tempo, intensità luminosa

ecc.), alimentati direttamente dalla rete, senza interposizione di trasformatori di isolamento ed isolati in classe **I**.

Sono insensibili a correnti impulsive oscillatorie smorzate fino a 200 A di picco con onda 0,5 µs/100 kHz. Conformi alla CEI EN 61008 e 61009 e alla forma d'onda 8/20 µs conforme alla VDE 0342.1;

– **tipo S** (per corrente alternata e/o pulsante con componente continua) adatti per realizzare la selettività con interruttori differenziali di tipo generale;

– **dispositivo differenziale adattabile**. Con riferimento alla Norma CEI EN 61009 è permesso assemblare, una sola volta, interruttori differenziali sul posto, cioè fuori fabbrica, utilizzando blocchi differenziali adattabili, ad appropriati interruttori automatici. Ogni manomissione deve lasciare danneggiamento visibile permanente. L'interruttore differenziale così ottenuto mantiene sia le caratteristiche elettriche dell'interruttore automatico sia quelle del blocco differenziale.

13) SEZIONAMENTO.

13.1) Generalità

Per sezionamento si intende la manovra che interrompe e isola elettricamente un circuito o un apparecchio utilizzatore dal resto dell'impianto. Esso è destinato a garantire la sicurezza del personale incaricato di eseguire lavori, riparazioni, localizzazione di guasti, sostituzione di apparecchi, su o in vicinanza di parti attive (pericolo di contatto diretto).

La Norma CEI 64-8 stabilisce le misure da adottare relative al sezionamento; in particolare:

– ogni circuito principale deve poter essere sezionato dall'alimentazione mediante un dispositivo generale adeguato e deve essere previsto anche un sezionamento parziale su ciascun singolo circuito.

– un dispositivo unico di sezionamento per più circuiti terminali è ammesso se le condizioni ed esigenze di servizio lo consentono;

– il sezionamento deve essere effettuato su tutte le possibili alimentazioni, interessanti la zona di lavoro, con particolare riferimento alle doppie alimentazioni e a quelle di riserva. In questo caso una scritta od altra segnalazione deve essere posta in posizione tale che qualsiasi persona che acceda alle parti attive sia avvertita della necessità di sezionare dette parti dalle diverse alimentazioni, salvo che non sia previsto un interblocco tale da assicurare che tutti i circuiti interessati siano sezionati;

– l'interruzione deve avvenire su tutti i conduttori attivi, neutro compreso (perché in caso di corto circuito fra fase e neutro, questo può andare in tensione).

Difatti, la probabilità di intervento del dispositivo di protezione unipolare che interrompe il neutro o l'interruzione accidentale del neutro, rappresentano un grosso rischio, non accettabile per chi esegue lavori sull'impianto, sezionato solamente sulla fase, come evidenziato nelle figure seguenti:

– i mezzi adottati per il sezionamento devono essere idonei per evitare che l'alimentazione possa essere ripristinata intempestivamente. Questo può essere realizzato impiegando uno o più dei seguenti metodi (CEI 64-8 462.2.):

• blocco meccanico sul dispositivo di sezionamento (ad esempio tramite blocco a chiave o a lucchetto);

• scritte od altre opportune segnalazioni;

• collocazione del dispositivo di sezionamento entro un locale o un involucro
chiusi a chiave.

Il blocco a chiave o i lucchetti, secondo la necessità:

– impediscono la manovra di chiusura (o di apertura) del dispositivo di sezionamento;

– bloccano i dispositivi di tipo sezionabile in posizione di sezionato (o di inserito) o di solo sezionato in prova. Il blocco a chiave si realizza estraendo la chiave; per cui il dispositivo risulta manovrabile solo dalla persona che lo ha attivato.

Nel caso invece di blocco a lucchetto il blocco si realizza applicando uno o più lucchetti in apposite sedi previste dal costruttore sugli apparecchi. Il blocco a lucchetti multipli garantisce in particolare la sicurezza al personale quando, ad esempio, sull'impianto sono presenti due o più tecnici che si occupano rispettivamente della parte elettrica dell'impianto e meccanica e/o pneumatica. Ciascuno di essi ha la possibilità, mediante un proprio lucchetto, di garantirsi la posizione di aperto o di sezionato dell'apparecchio e quindi di operare con la massima sicurezza sull'impianto a valle. Il

dispositivo potrà essere così richiuso, a lavori ultimati, solo dopo che ciascun tecnico avrà tolto il proprio lucchetto di blocco. Se non sono previsti per tale scopo occorre evitare aperture accidentali, cioè i dispositivi devono essere posti in luoghi o involucri chiusi a chiave oppure interbloccati con interruttore di manovra.

Il sezionamento non sempre è sufficiente a garantire la protezione delle persone, in particolar modo nei casi seguenti in cui è necessario prendere anche altri provvedimenti:

– presenza di energia elettrica accumulata: caso di condensatori per i quali è indispensabile cortocircuitare gli stessi collegandoli a terra nel rispetto della Norma relativa;

– il sezionamento è effettuato lontano dal punto di lavoro ed esiste il pericolo di tensioni indotte (conduttori in parallelo ad altri mantenuti in servizio) oppure di scariche atmosferiche: è necessario procedere, anche se in bassa tensione, a cortocircuitare i conduttori e a collegarli a terra, in entrata sul luogo di lavoro;

- Il circuito è stato sezionato mediante un dispositivo che è lontano e fuori dal controllo dell'operatore sull'impianto sezionato operano più squadre di operatori distinte e non in comunicazione tra loro

13.2) Interruzione per manutenzione non elettrica

Per interruzione per manutenzione non elettrica, si intende la manovra destinata ad interrompere, in parte o totalmente, l'alimentazione elettrica di macchine o di altri apparecchi o parti di essi, avente lo scopo di prevenire pericoli diversi da quelli elettrici (di natura meccanica, chimica, termica ecc.) al personale incaricato di effettuare lavori di manutenzione non elettrica.

La Norma CEI 64-8 indica i provvedimenti da adottare in merito; in particolare:

– se la manutenzione non elettrica può implicare rischi per le persone, si devono prevedere dispositivi per l'interruzione dell'alimentazione;

– si deve evitare che l'alimentazione venga riattivata accidentalmente durante la manutenzione non elettrica. Ciò può essere evitato mediante l'adozione dei seguenti provvedimenti:

• blocco meccanico sul dispositivo di interruzione;
• scritte od opportune segnalazioni;
• collocazione dei dispositivi di interruzione entro un locale o involucro, chiusi a chiave.

Per la manutenzione delle pompe può essere richiesta l'interruzione per motivi non elettrici

13.3) Dispositivi per il sezionamento e per l'interruzione per manutenzione non elettrica

13.3.01) Sezionamento

I dispositivi per il sezionamento devono:

– interrompere in condizioni di pieno carico con dispositivi multipolari, tutti i conduttori attivi (se non sono previsti per tale scopo occorre evitare aperture accidentali, pertanto i dispositivi devono essere posti in luoghi o involucri chiusi a chiave, oppure interbloccati con interruttori di manovra) .

– indicare in modo ben visibile la posizione di aperto utilizzando i simboli "O" (aperto) e "I" (chiuso);

– essere concepiti e installati in modo da impedire la loro chiusura accidentale.

Il sezionamento può essere ottenuto, ad esempio, a mezzo di:

– sezionatori (CEI 17-11)

– interruttori di manovra - sezionatori (multipolari) (CEI 17-11)
– interruttori automatici (con o senza fusibili) (CEI 17-11)
– sezionatori portafusibili
– morsetti speciali che non richiedono la rimozione di un conduttore.

13.4) Disattivazione dell'alimentazione

Dal punto di vista della sicurezza, occorre tenere conto che il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione, sia ancora in caso di intervento delle protezioni che, comandando i dispositivi di apertura lato c.c, determinano l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c. E' necessario quindi indicare con opportuna segnaletica tale situazione di pericolo. Un esempio di cartello di sicurezza che avvisa del pericolo della doppia alimentazione del circuito elettrico di un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore è riportato nella seguente figura

14) DISPOSITIVI DI COMANDO

14.1) Generalità

Il comando è quella funzione che permette all'operatore di intervenire volontariamente nei diversi punti dell'impianto elettrico, sia in condizioni di servizio ordinario che di emergenza.
La Norma CEI 64-8/Cap. 28, definisce le varie funzioni di comando come segue:

14.2) Comando funzionale

Il comando funzionale è destinato alla chiusura, apertura o variazione dell'alimentazione di un componente elettrico o di una qualsiasi parte dell'impianto per il funzionamento ordinario.
La stessa Norma al Capitolo 46, articolo 465, stabilisce dove e quando prevedere un dispositivo di "comando funzionale"; in particolare:
– il dispositivo deve essere previsto e installato all'origine di ogni circuito che ha la necessità di essere comandato in modo indipendente dalle altre parti dell'impianto;
– il dispositivo può comandare più apparecchi che hanno la necessità di funzionare contemporaneamente;
– le prese a spina fino a 16 A possono essere usate come comando funzionale;
– i dispositivi intesi ad assicurare la commutazione dell'alimentazione da sorgenti diverse devono interrompere tutti i conduttori attivi e non devono consentire di porre in parallelo le alimentazioni suddette, a meno che l'impianto non sia progettato in modo specifico per queste condizioni.

I dispositivi idonei ad assicurare il comando comando funzionale sono:
– interruttori di manovra
– dispositivi a semiconduttori
– interruttori automatici
– contattori
– relé ausiliari
– prese a spina fino a 16 A.

14.3) Comando di emergenza

Il comando di emergenza, tramite l'intervento manuale dell'operatore, interrompe rapidamente ed efficacemente l'alimentazione per eliminare pericoli inattesi relativi a componenti o impianti elettrici.
E' stato previsto un comando di emergenza in prossimità dell'ingresso della cabina MT con pulsante vetro a rompere che agisce sulle bobine a lancio di corrente degli interruttori MT e BT di cabina.
I dispositivi per il comando di emergenza devono:

- interrompere tutti i conduttori attivi, quando esista pericolo di folgorazione;
- agire nel modo più diretto possibile per interrompere l'alimentazione, con una sola operazione;
- non provocare altri pericoli né interferire sul completamento dell'operazione in atto richiesta per eliminare il pericolo.

14.4) Arresto di emergenza

Il comando di arresto di emergenza è previsto per arrestare movimenti pericolosi.
Quando i movimenti ottenuti tramite alimentazione elettrica possono essere pericolosi, occorre prevedere un dispositivo per l'arresto di emergenza che agisca nel modo più diretto nell'interrompere l'alimentazione.

14.5) Dispositivi per il comando e l'arresto di emergenza

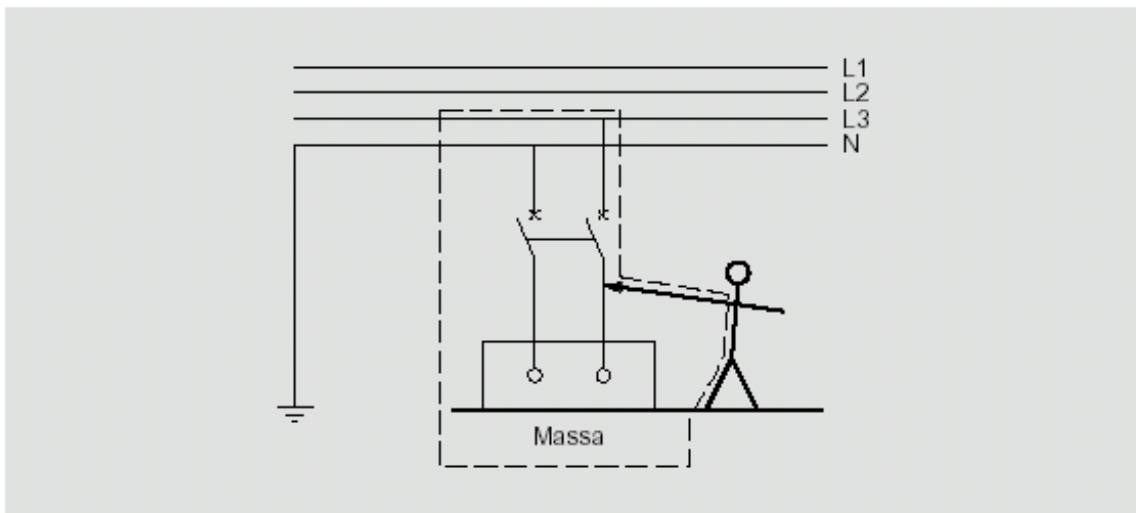
I dispositivi per il comando e l'arresto di emergenza possono essere ottenuti con:
– interruttori di manovra sul circuito principale
– pulsanti e simili dispositivi sul circuito di comando.
Essi possono agire sia in modo diretto, sia a distanza (tramite circuiti elettrici, trasmissioni meccaniche o pneumatiche, comandate con un'unica azione) e quelli per l'arresto di emergenza possono essere comuni a più circuiti; devono essere in grado di interrompere la corrente di pieno carico, compresa quella dei motori a rotore bloccato.
I dispositivi per il comando di emergenza devono assicurare l'interruzione del circuito principale e possono essere:
– a comando manuale diretto
– a comando elettrico a distanza (interruttori e contattori devono aprirsi per diseccitazione delle bobine o con altre tecniche a sicurezza positiva).
Le prese a spina non possono essere utilizzate per il comando di emergenza.
Gli organi di comando (maniglie, pulsanti ecc.) dei dispositivi di comando e di arresto di emergenza devono essere:
– facilmente riconoscibili, di preferenza mediante colore rosso su fondo di contrasto (ad esempio rosso su giallo)
– a portata di mano dell'operatore per un rapido intervento
– posti nelle immediate vicinanze di tutte quelle parti dell'impianto dove si presume possa insorgere un pericolo.

15) PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

15.1) Generalità

Si ha un contatto diretto quando una parte del corpo umano viene a contatto con una parte dell'impianto elettrico normalmente in tensione (conduttori, morsetti, ecc.).

15.2) Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata:

Si attua la protezione contro i contatti diretti ponendo in essere tutte quelle misure e accorgimenti idonei a proteggere le persone dal contatto con le parti attive di un circuito elettrico.
La protezione può essere parziale o totale.
La scelta tra la protezione parziale o totale dipende dalle condizioni d'uso e d'esercizio dell'impianto (può essere parziale solo dove l'accessibilità ai locali è riservata a persone addestrate).
La Norma CEI 64-8 prevede inoltre quale misura addizionale di protezione contro i contatti diretti l'impiego di dispositivi a corrente differenziale.

Esempio di contatto di diretto

15.2.01) Misure di protezione totali

Sono destinate alla protezione di personale non addestrato e si ottengono mediante:

• Isolamento delle parti attive

Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:
– parti attive ricoperte completamente con isolamento che può essere rimosso solo a mezzo di distruzione;

❖ altri componenti elettrici devono essere provvisti di isolamento resistente alle azioni meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto nell'esercizio.

• Involucri o barriere

Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:
– parti attive contenute entro involucri o dietro barriere con grado di protezione almeno IP2X o IPXXB;
– superfici orizzontali delle barriere o involucri a portata di mano, con grado di protezione almeno IP4X o IPXXD;
– involucri o barriere saldamente fissati in modo da garantire, nelle condizioni di servizio prevedibili, la protezione nel tempo;
– barriere o involucri devono poter essere rimossi o aperti solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo speciale;
– il ripristino dell'alimentazione deve essere possibile solo dopo sostituzione o richiusura delle barriere o degli involucri.

15.2.02) Misure di protezioni parziali

Sono destinate unicamente a personale addestrato; si attuano mediante ostacoli o distanziamento.

Impediscono il contatto non intenzionale con le parti attive. Nella pratica sono misure applicate solo nelle officine elettriche.

Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:

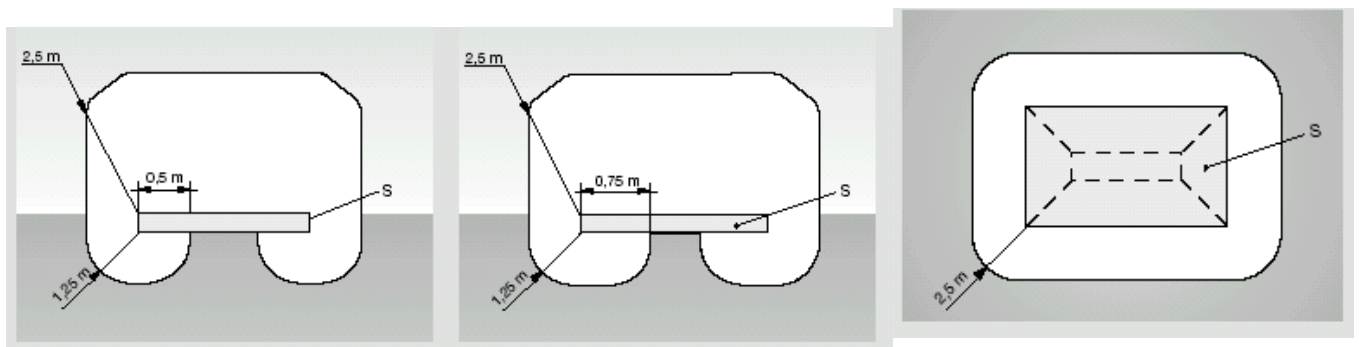
• Ostacoli

Devono impedire:
– l'avvicinamento non intenzionale del corpo a parti attive;
– il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione nel funzionamento ordinario.

Gli ostacoli possono essere rimossi senza una chiave o un attrezzo speciale, ma devono essere fissati in modo da impedirne la rimozione accidentale.

• Distanziamento

Il distanziamento delle parti simultaneamente accessibili deve essere tale che esse non risultino a portata di mano.

La zona a portata di mano inizia dall'ostacolo (per es. parapetti o rete grigliata) che abbia un grado di protezione < IPXXB.

Parti ritenute a portata di mano secondo la Norma CEI 64-8

15.2.03) Misura di protezione addizionale mediante interruttori differenziali

La protezione con interruttori differenziali con Idn = 30 mA, pur eliminando gran parte dei rischi dovuti ai contatti diretti, non è riconosciuta quale elemento unico di protezione completa e richiede comunque l'abbinamento con una delle misure di protezione di cui ai precedenti paragrafi.

L'uso dell'interruttore differenziale da 30 mA permette inoltre la protezione contro i contatti indiretti in condizioni di messa a terra incerte ed è sicuramente una protezione efficace contro i difetti di isolamento, origine di piccole correnti di fuga verso terra (rischio d'incendio)..

15.3) Protezione contro i contatti diretti lato corrente continua

La protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma.

Si ricorda, a questo proposito, che le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono esser tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere le persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici associati: cioè quelle che nella Norma CEI 11-27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono appositamente addestrate per eseguire i lavori elettrici.

16) PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

16.1) Generalità:

Si attua la protezione contro i contatti diretti ponendo in essere tutte quelle misure e accorgimenti idonei a proteggere le persone dal contatto con le parti attive di un circuito elettrico.
La protezione può essere parziale o totale.
La scelta tra la protezione parziale o totale dipende dalle condizioni d'uso e d'esercizio dell'impianto (può essere parziale solo dove l'accessibilità ai locali è riservata a persone addestrate).
La Norma CEI 64-8 prevede inoltre quale misura addizionale di protezione contro i contatti diretti l'impiego di dispositivi a corrente differenziale.

16.2) Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata:

Per la protezione contro i contatti indiretti lato corrente alternata potranno essere adottate le seguenti misure:

a) - *protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione*
Tale protezione è realizzata mediante l'impiego di interruttori differenziali coordinati con l'impianto di terra in modo da garantire una tensione di contatto presunta non superiore a 50 V per gli ambienti ordinari e 25 V per gli ambienti speciali.
Deve essere soddisfatta la seguente relazione: Ra * Ia < 50 V dove

Ra = resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione;
Ia = corrente che provoca il funzionamento automatico dei dispositivi di protezione;

b) - Protezione mediante l'impiego di apparecchiature aventi componenti di classe II o isolamento equivalente.
Il doppio isolamento è ottenuto aggiungendo all'isolamento **principale** o **fondamentale** (il normale isolamento delle parti attive) un secondo isolamento chiamato **supplementare**.
È altresì ammesso dalle Norme la realizzazione di un unico isolamento purchè le caratteristiche elettriche e meccaniche non siano inferiori a quelle realizzate con il doppio isolamento; in questo caso l'isolamento è chiamato **isolamento rinforzato**.
Il tipo di protezione offerto dal doppio isolamento consiste nel diminuire fortemente la probabilità di guasti perché, in caso di cedimento dell'isolamento principale, rimane la protezione dell'isolamento supplementare.
Un'apparecchiatura elettrica dotata di doppio isolamento o di isolamento rinforzato è classificata di classe II.
Gli apparecchi elettrici vengono suddivisi dalle Norme CEI in quattro classi, in base al tipo di protezione offerta contro i contatti indiretti. In particolare:
Classe 0: apparecchio dotato di isolamento principale e sprovvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
Classe I: apparecchio dotato di isolamento principale e provvisto del morsetto per il collegamento

della massa al conduttore di protezione.

Classe II: apparecchio dotato di doppio isolamento o di isolamento rinforzato e sprovvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.

Classe III: apparecchio destinato ad essere alimentato a bassissima tensione di sicurezza.

L'isolamento può essere ridotto e non deve essere in alcun modo collegato a terra o al conduttore di protezione di altri circuiti.

c) - protezione mediante separazione elettrica.

Questo tipo di protezione evita correnti pericolose nel caso di contatto con masse che possono andare in tensione a causa di un guasto all'isolamento principale del circuito.
Le prescrizioni da rispettare affinchè la protezione sia assicurata sono quelle indicate nella Norma CEI 64-8 (Articoli da 413.5.1.1 fino a 413.5.1.6) ed anche da:
– quanto indicato, sempre dalla stessa Norma al punto 413.5.2, se il circuito separato alimenta un solo componente elettrico;
– quanto indicato al punto 413.5.3, se il circuito separato alimenta più di un componente elettrico.
Si raccomanda inoltre che il prodotto della tensione nominale, in volt, del circuito separato, per la lunghezza della conduttura elettrica in metri, non superi il valore di 100.000; la lunghezza della conduttura non deve inoltre essere > 500 m.

d) - Protezione mediante bassissima tensione di sicurezza

Un sistema elettrico è a **bassissima tensione** se soddisfa le condizioni imposte dall'articolo 411.1.1 della Norma CEI 64-8; in particolare:
– la tensione nominale non supera 50 V, valore efficace in c.a., e 120 V in c.c. non ondulata;
– l'alimentazione proviene da una sorgente SELV o PELV;
– sono soddisfatte le condizioni di installazione specificatamente previste per questo tipo di circuiti elettrici.
SELV e PELV sono acronimi di:
– Safety Extra Low Voltage
– Protective Extra Low Voltage
e caratterizzano ciascuna specifici requisiti che devono possedere i sistemi a bassissima tensione.
Un circuito SELV ha le seguenti caratteristiche:
1) è alimentato da una sorgente autonoma o da una sorgente di sicurezza. Sono sorgenti autonome le pile, gli accumulatori, i gruppi elettrogeni. Sono considerate sorgenti di sicurezza le alimentazioni ottenute attraverso un trasformatore di sicurezza.
2) Non ha punti a terra. È vietato collegare a terra sia le masse sia le parti attive del circuito SELV.
3) Deve essere separato da altri sistemi elettrici. La separazione del sistema SELV da altri circuiti deve essere garantita per tutti i componenti; a tal fine i conduttori del circuito SELV o vengono posti in canaline separate o sono muniti di una guaina isolante supplementare.
Un circuito PELV possiede gli stessi requisiti di un sistema SELV ad eccezione del divieto di avere punti a terra; infatti nei circuiti PELV almeno un punto è sempre collegato a terra.

16.3) Protezione contro i contatti indiretti lato corrente continua:

Le masse di tutte le apparecchiature devono essere collegate a terra, mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, il sistema deve essere protetto mediante un dispositivo

di interruzione differenziale di valore adeguato ad evitare l'insorgenza di potenziali pericolosi sulle masse, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8.
Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerare masse. Tuttavia è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo: un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale.
Una strada diversa e risolutiva ai fini di garantire la sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale.
Nel caso invece in cui i moduli siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato (Classe II), le norme prevedono che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una difficoltà applicativa nel caso in cui le strutture di sostegno dei moduli, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra, giacché se da un lato viene richiesto di isolare le cornici dei moduli dalla struttura (magari, introducendo involucri o barriere che ne impediscano il contatto elettrico), dall'altro l'esperienza acquisita in ambito internazionale nella gestione di impianti fotovoltaici consiglia di rendere equipotenziali le cornici dei moduli con la struttura. Quest'ultima soluzione infatti garantirebbe la sicurezza contro il contatto indiretto nel corso della vita utile dell'impianto fotovoltaico (superiore a 25 anni), nei casi nei quali non si possa escludere a priori l'eventualità che l'isolamento possa decadere nel tempo, specie nel caso di moduli installati in località vicino al mare.
L'equipotenzialità delle cornici dei moduli con la struttura di sostegno dei medesimi può essere ottenuta, previa opportuna valutazione del progettista, mediante il normale fissaggio meccanico dei moduli sulla struttura.

17) - IMPIANTO DI TERRA:

L'impianto di terra sarà realizzato secondo quanto indicato dal capitolo 54 della Norma CEI 64-8

17.1) Generalità

L'impianto di terra è finalizzato al collegamento alla stessa terra di tutte le parti metalliche conduttrici e accessibili dell'impianto elettrico (collegamento o messa a terra di protezione).

La messa a terra di protezione, coordinata con un adeguato dispositivo di protezione, quale ad esempio il relè differenziale, realizza il metodo di "protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione" che è il metodo correntemente utilizzato contro i contatti indiretti.

Scopo dell'impianto di terra, negli impianti utilizzatori alimentati da sistemi di I categoria, è di convogliare verso terra la corrente di guasto, provocando l'intervento del dispositivo di protezione che provvede all'automatica interruzione della corrente di guasto, evitando il permanere di tensioni pericolose sulle masse entro un certo tempo.

17.2) Elementi costituenti l'impianto di terra

L'impianto è costituito da:

17.2.01) Dispersore

Corpo conduttore o gruppi di corpi conduttori in contatto elettrico con il terreno e che realizza un collegamento elettrico con la terra.
Il dispersore può essere:
– intenzionale, quando è installato unicamente per scopi inerenti alla messa a
terra di impianti elettrici;
– di fatto, quando è installato per scopi non inerenti alla messa a terra di impianti
(armature di fondazioni, ecc.).
I dispersori possono essere costituiti dai seguenti componenti metallici:
– tondi, profilati, tubi;
– nastri, corde metalliche;
– conduttori facenti parte dello scavo di fondazione;
– ferri di armatura nel calcestruzzo incorporato nel terreno;
– tubazioni metalliche dell'acqua, solo con il consenso dell'esercente
dell'acquedotto;
– altre strutture metalliche per liquidi o gas infiammabili.
Le dimensioni minime ed i materiali dei dispersori intenzionali, sono riportate nella seguente tabella:

(1) Anche acciaio senza rivestimento protettivo, purché con spessore aumentato del 50% (sezione minima 100 mm^2).
(2) In questo caso è consentito anche l'impiego di acciaio rivestito di rame, purché il rivestimento abbia i seguenti spessori minimi:
– per deposito elettrolitico: 100 μm;
– per trafilatura: 500 μm.

	Tipo di elettrodo	Dimensioni		Acciaio zincato a caldo (Norma CEI 7-6) (1)	Rame
Per posa nel terreno	Piastra	Spessore	(mm)	3	3
	Nastro	Spessore Sezione	(mm) (mm^2)	3 100	3 50
	Tondino o conduttore massiccio	Sezione	(mm^2)	50	35
	Conduttore cordato	Ø ciascun filo Sezione corda	(mm) (mm^2)	1,8 50	1,8 35
Per infissione nel terreno	Picchetto a tubo	Ø esterno Spessore	(mm) (mm)	40 2	30 3
	Picchetto massiccio(2)	Ø	(mm)	20	15
	Picchetto in profilato	Spessore Dimensione trasversale	(mm) (mm)	5 50	5 50

17.2.02) Terra

Il terreno come conduttore il cui potenziale elettrico è convenzionalmente uguale a zero.

17.2.03) Conduttore di terra

Conduttore di protezione che collega il collettore principale di terra al dispersore o i dispersori tra loro. Su di esso deve essere previsto, in posizione accessibile, un dispositivo di interruzione, meccanicamente robusto, apribile solo a mezzo di un attrezzo ed elettricamente sicuro nel tempo, in modo da permettere la misura della resistenza di terra.

17.2.04) Collettore (o nodo) principale di terra

Elemento previsto per il collegamento al dispersore dei conduttori di protezione, inclusi i conduttori equipotenziali e di terra, nonché i conduttori per la terra funzionale se esistente.

17.2.05) Conduttori equipotenziali

Realizzano il collegamento equipotenziale, ossia il collegamento elettrico che mette diverse masse e masse estranee allo stesso potenziale. Tale collegamento evita la presenza di tensioni pericolose tra masse che sono accessibili simultaneamente. Il collegamento equipotenziale che costituisce un principio fondamentale di sicurezza contro i contatti indiretti, viene attuato mediante:

– conduttore equipotenziale principale: collega direttamente tutte le masse
al collettore principale di terra;

– conduttore equipotenziale supplementare: ripete localmente il collegamento equipotenziale principale e deve comprendere tutte le masse dei componenti elettrici simultaneamente accessibili e le masse estranee, collegandole al conduttore di protezione.

17.2.06) Conduttore di protezione

Conduttore prescritto come misura di protezione contro i contatti indiretti per il collegamento di alcune delle seguenti parti:

– masse;
– masse estranee;
– punto di terra della sorgente di alimentazione o neutro artificiale al collettore principale di terra.

17.2.07) Conduttore di neutro

Conduttore collegato al punto di neutro del sistema ed in grado di contribuire alla trasmissione dell'energia elettrica.

17.2.08) Massa

Parte conduttrice di un componente elettrico che può essere toccata e che non è in tensione in condizioni ordinarie, ma che può andare in tensione in condizioni di guasto (cedimento dell'isolamento principale interposto tra le parti attive e le masse).
Sono da considerarsi masse per esempio:
– carcasse di motori elettrici;
– blindo sbarre (involucro);
– strutture metalliche di apparecchiature elettriche (interruttori, quadri, ecc.);
– controsoffittature metalliche sulle quali siano adagiati direttamente i cavi di illuminazione degli apparecchi;
– canaline metalliche passacavi.
Non sono da considerarsi masse:
– parti conduttrici separate dalle parti attive da un isolamento doppio o rinforzato;
– parti conduttrici in contatto con una massa;
– parti conduttrici, situate all'interno di un apparecchio, non in tensione in servizio ordinario, ma che possono andare in tensione e accessibili solo dopo aver rimosso, in genere con l'uso di un attrezzo, un involucro saldamente fissato.

17.2.09) Massa estranea

Parte conduttrice non facente parte dell'impianto elettrico in grado di introdurre dei potenziali pericolosi, generalmente il potenziale di terra.
Sono da considerarsi masse estranee ad esempio gli elementi metallici in buon collegamento con il terreno con bassa resistenza verso terra, cioè: tubazioni (idriche, del gas, del riscaldamento, oleodotti), binari, serbatoi in contatto con il terreno, cancellate, ringhiere, ecc.

17.2.10) Parte attiva

Conduttore o parte conduttrice in tensione in servizio ordinario, compreso il
conduttore di neutro, ma escluso il conduttore PEN.

17.3) Dimensionamento dell'impianto di terra

17.3.01) Scelta del dispersore

La scelta di un particolare tipo di dispersore, tra quelli indicati nella tabella indicata al punto 12.2.01 viene effettuata sulla base di considerazioni tecniche, economiche ed ambientali.
Valutazioni tecniche inducono a realizzare un sistema che possa raggiungere il valore di resistenza calcolato ed una buona equipotenzialità. L'utilizzo di dispersori di fatto facilita il raggiungimento di tali obbiettivi.
L'aspetto economico induce ad evitare inutili sprechi di materiale.

17.3.02) Dimensionamento dei conduttori di terra e di protezione

Il conduttore di terra deve essere in grado, anche in funzione delle condizioni di posa, di:
– portare al dispersore la corrente di guasto;
– resistere alla corrosione;
– resistere ad eventuali sforzi meccanici.
Le condizioni di cui sopra si ritengono convenzionalmente soddisfatte quando i conduttori di terra e di protezione hanno sezioni non inferiori a quelle indicate nelle seguenti tabelle

Tab. 5/2 – Sezioni minime dei conduttori di terra

	Rame [mm^2]	Acciaio zincato [mm^2]
Non protetto contro la corrosione	25	50
Protetto contro la corrosione, ma senza protezioni meccaniche	16	16
Protetto sia contro la corrosione sia meccanicamente	Si applica la Tab. 5/3	

Tab. 5/3 – Sezioni minime convenzionali dei conduttori di protezione

Sezione dei conduttori di fase S [mm^2]	Sezione minima del conduttore di protezione S_p [mm^2]
$S \geq 16$	$S_p = S$
$16 < S \geq 35$	16
$S > 35$	$S_p = S/2$

Nota
Quando il conduttore di protezione non fa parte della stessa conduttura dei conduttori di fase, la sua sezione non deve essere minore di:
– 2,5 mm^2 se è protetto meccanicamente;
– 4 mm^2 se non è prevista una protezione meccanica.

Secondo la Norma CEI 64-8 le sezioni minime dei conduttori di terra e di protezione devono essere tali da resistere alle sollecitazioni meccaniche e, in caso di guasto a terra, non devono raggiungere temperature pericolose sia per l'ambiente circostante, sia per la buona conservazione dei conduttori stessi e delle relative giunzioni.
Sulla base di quanto sopra, la Norma CEI fornisce agli articoli 542.3.1 e 543.3.2 una serie di indicazioni per la determinazione delle sezioni minime dei conduttori di terra e di protezione. La stessa Norma per altro riconosce che l'applicazione della Tabella 5/2 può risultare inutilmente severa e onerosa, ad esempio, per i conduttori di grossa sezione; per contro può fornire sezioni inadeguate in casi particolari, come ad esempio in presenza di una linea molto corta protetta con soli fusibili e soggetta a correnti di corto circuito particolarmente elevate.

Quale alternativa può essere pertanto utilizzata la seguente formula:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

dove il valore di K può essere ricavato dalle seguenti tabelle in funzione del tipo di materiale e del tipo di conduttore

1) Cavi unipolari, o per conduttori di protezione nudi in contatto con il rivestimento esterno dei cavi

	Natura dell'isolante o dei rivestimenti		
Materiale conduttore	**PVC** θ_0=30 θ_f=160	**ERP - XLPE** θ_0=30 θ_f=250	**G2** θ_0=30 θ_f=220
Rame	143	176	166
Alluminio	95	116	110
Ferro	52	64	60

2) Anima di cavo multipolare

	Natura dell'isolante o dei rivestimenti		
Materiale conduttore	**PVC** θ_0=70 θ_f=160	**ERP - XLPE** θ_0=90 θ_f=250	**G2** θ_0=85 θ_f=220
Rame	115	143	135
Alluminio	76	94	89

3) Rivestimento metallico o armatura di un cavo

	Natura dell'isolante o dei rivestimenti		
Materiale conduttore	**PVC** θ_0=30 θ_f=160	**ERP - XLPE** θ_0=30 θ_f=250 (guaina P_b: 160)	**G2** θ_0=30 θ_f=220 (guaina P_b: 160)
Rame	122	149	140
Alluminio	79	96	90
Ferro	42	51	48
Piombo	22	19	19

4) Quando non esistono pericoli di danneggiamento di materiali vicini per effetto della temperatura: θ_0 = 30 °C

	Natura dell'isolante o dei rivestimenti		
Materiale conduttore	**A**	**B**	**C**
Rame	228	159	138
Alluminio	125	105	91
Ferro	82	58	50

Possono essere utilizzati come conduttori di protezione conduttori nudi o cavi unipolari facenti parte o non di una stessa conduttura; è altresì lecito utilizzare anime di cavi multipolari, guaine, schermi e tubi protettivi o canali metallici per condutture. In questi casi particolari, per altro, è

fondamentale che sia garantita la continuità e pertanto sono allo studio ulteriori prescrizioni normative.

Le masse estranee infine possono anch'esse essere utilizzate come conduttori di protezione, purché soddisfino a tutte e quattro le seguenti condizioni:

a) la loro continuità elettrica sia realizzata, per costruzione o mediante adatte connessioni,
in modo che sia assicurata la protezione contro i danneggiamenti meccanici, chimici ed elettrochimici;

a) la loro conduttanza sia almeno uguale a quella risultante dall'applicazione della formula:

c) non possano venire rimosse se non sono previsti, in caso di rimozione, provvedimenti sostitutivi;

$$S = \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

d) siano state appositamente previste per uso come conduttori di protezione o, se necessario, siano state rese idonee a tale uso.

I conduttori di protezione devono essere adeguatamente protetti contro il danneggiamento meccanico e chimico e contro le sollecitazioni elettrodinamiche.

Le loro connessioni devono essere accessibili, salvo le giunzioni di tipo incapsulato.

Sui conduttori di protezione o sulle strutture che fungono da conduttori di protezione non devono essere inseriti cinematismi, apparecchi di interruzione o altro, salvo nei casi in cui tali dispositivi non siano stati previsti e provati per quello specifico impiego.

Il conduttore di protezione termina al morsetto di terra della massa dell'apparecchio utilizzatore; se tale massa è costituita da tante parti elettricamente separate, ogni parte deve essere collegata al morsetto di terra o, in alternativa, dev'essere garantita la continuità elettrica della massa.

17.3.03) Conduttori equipotenziali

Per i conduttori equipotenziali, principali e supplementari, valgono considerazioni analoghe a quelle indicate per i conduttori di protezione; le sezioni minime, stabilite dalla Norma CEI 64-8, sono riassunte nella seguente tabella.

Conduttore equipotenziale principale	Conduttore equipotenziale supplementare
$S \geq \frac{Sp_1^{(1)}}{2}$ – con un minimo di 6 mm² – con un minimo di 25 mm² se il conduttore è di rame o di altro materiale di pari conduttanza (o impedenza)	$S_s \geq Sp_2^{(2)}$ se collega due masse
	$Sp = \frac{Sp_3}{2}^{(3)}$ se collega una massa ad una massa estranea

1) **Sp_1** = Sezione del conduttore di protezione, la più elevata
2) **Sp_2** = Sezione del conduttore di protezione più piccolo collegato alle masse, la più piccola
3) **Sp_3** = Sezione del corrispondente conduttore di protezione da cui deriva

18) PROTEZIONE CONTRO I FULMINI E LE SOVRATENSIONI DI ORIGINE ATMOSFERICA.

18.1) Generalità

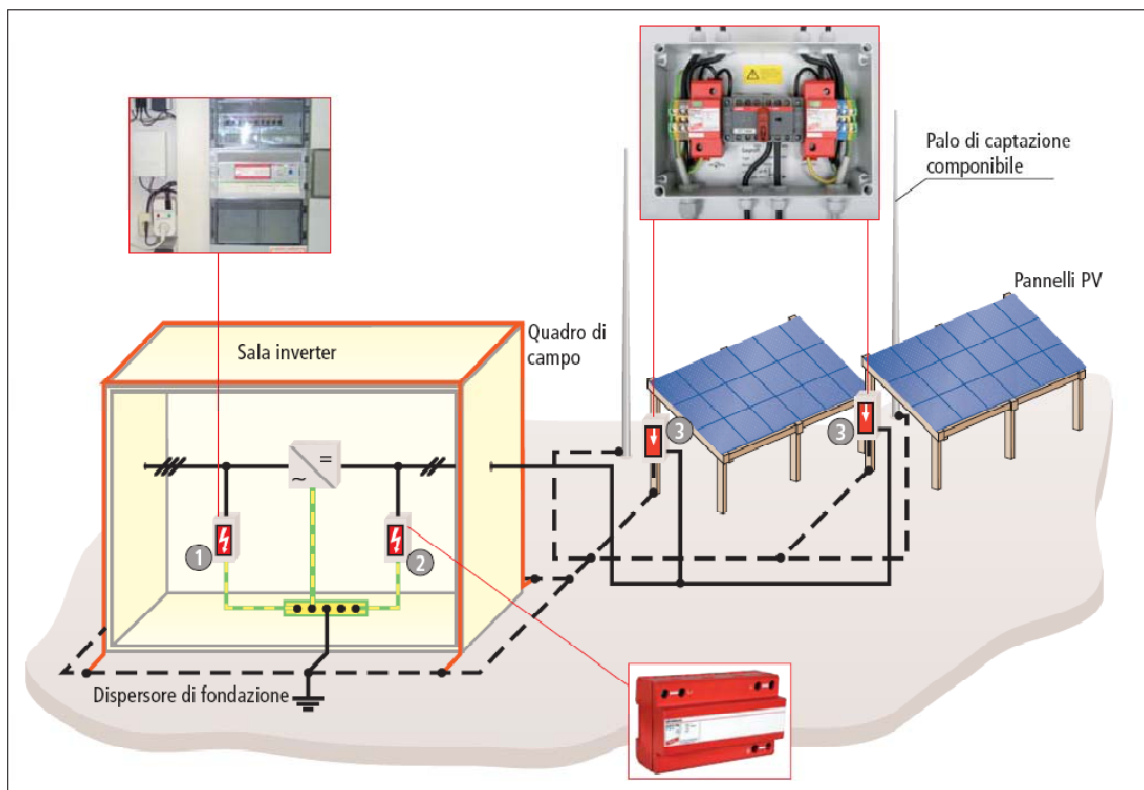
In base alla durata garantita dei generatori PV di 20 anni, le loro posizioni esposte e l'elettronica sensitiva dell'inverter, è indispensabile una efficace protezione contro i fulmini e sovratensioni. Non soltanto proprietari di edifici si decidono per un impianto PV sul tetto di casa loro, ma anche società private investono sempre più frequentemente in impianti collettivi, che vengono realizzati su coperture di grandi dimensioni di edifici industriali o su aree libere inutilizzate.
Dovuto al bisogno di aree estese per il generatore PV e il luogo molto esposto, gli impianti PV durante i temporali sono sottoposti particolarmente al rischio dagli effetti delle scariche atmosferiche. Cause per le sovratensioni negli impianti PV sono le tensioni da accoppiamenti induttivi e capacitivi di seguito a scariche atmosferiche e commutazioni sulla rete elettrica collegata a monte. Sovratensioni nell'impianto PV, derivanti da fulminazioni, possono causare dei danneggiamenti ai pannelli PV e agli inverter. Questo può avere delle gravi conseguenze per l'esercizio dell'impianto. Da un lato ci sono da sostenere elevati costi per le riparazioni p.es. dell'inverter, dall'altra parte possono esserci delle sensibili riduzioni dell'utile per il gestore in seguito al fuori servizio dell'impianto.

18.2) Necessità della protezione contro i fulmini

La valutazione del rischio qui prestabilita, garantisce la realizzazione di un concetto di protezione contro i fulmini, che può essere seguito facilmente da tutti gli interessati, ottimizzato tecnicamente e economicamente, che significa di avere la protezione necessaria a costi possibilmente bassi.
È necessaria quindi una valutazione coerente del rischio contro i fulmini secondo CEI EN 62305-2 (CEI 81- 10/2) e di rispettare nella progettazione l'esito risultante.
Diverse compagnie assicurative europee si orientano già alla valutazione dei rischi secondo EN 62305-2 e indicano delle misure di protezione contro i fulmini dal punto di vista dell'economia assicurativa.
Così vengono assegnati ad oggetti dei livelli di protezione in modo semplificato. In questo contesto sono indicati anche edifici con impianti a energia rinnovabile come p.es. edifici con un impianto. Da qui risulta la realizzazione di un impianto di protezione contro i fulmini con livello di protezione III. Inoltre sono richieste anche delle misure di protezione contro le sovratensioni.
Un sistema di protezione contro i fulmini con livello di protezione III viene qui considerato idoneo per le esigenze di normali impianti fotovoltaici e termici solari: "impianti fotovoltaici e termici solari su edifici non devono compromettere le misure di protezione contro i fulmini esistenti. Impianti fotovoltaici e termici solari sono da proteggere dalle fulminazioni dirette con dispositivi di captazione isolati secondo 5.2 e 6.3 della CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3). Se non può essere evitato il collegamento diretto, devono essere osservati gli effetti dalle correnti da fulmine parziali, accoppiati all'interno della struttura.

18.3) Protezione contro i fulmini e sovratensioni

Tutti i sistemi conduttori entranti dall'esterno all'interno del edificio oggetto di intervento, devono essere integrati principalmente nell'equipotenzialità antifulmine. La richiesta

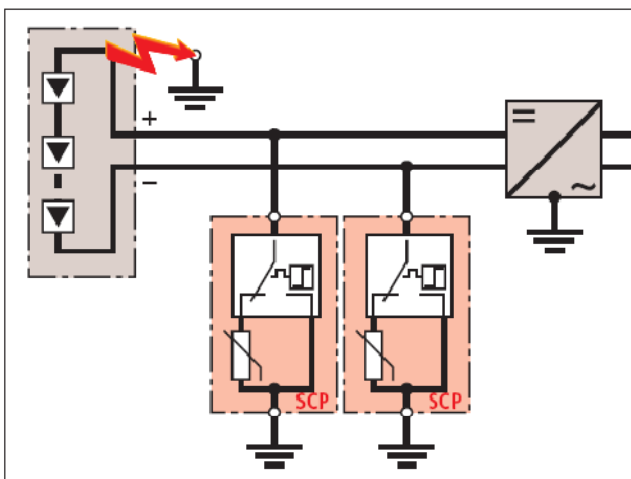
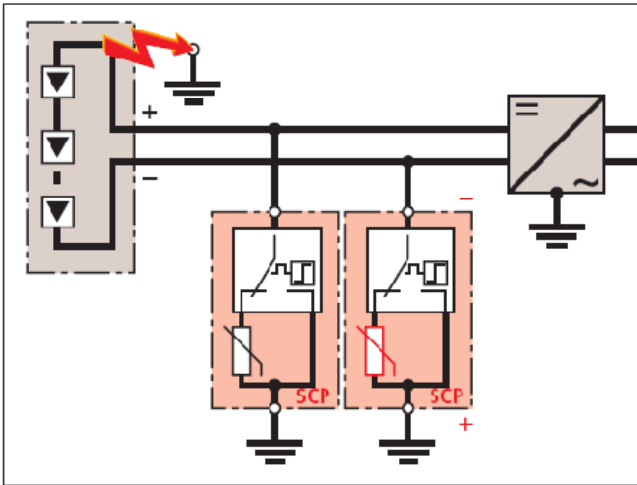
dell'equipotenzializzazione viene soddisfatta tramite il collegamento diretto di tutte le masse metalliche e il collegamento indiretto tramite scaricatori di corrente da fulmine di tutti i sistemi sotto tensione. Il collegamento equipotenziale antifulmine dovrebbe essere eseguito il più vicino possibile all'entrata nella struttura, per evitare la penetrazione di correnti parziali da fulmine nell'edificio. In questo caso l'allacciamento alla rete in bassa tensione nell'edificio operativo, viene protetto tramite uno scaricatore combinato multipolare.
Inoltre devono essere protette con uno scaricatore di corrente da fulmine spinterometrico, le linee DC entranti nell'invertiter PV e nell'edificio operativo
Per ridurre le sollecitazione dell'isolamento all'interno dei pannelli solari nel caso di una fulminazione sul dispositivo di captazione isolato, nella cassetta di terminazione il più vicino possibile al generatore solare, vengono installati dei dispositivi di protezione da sovratensioni con controllo termico.
Per generatori con tensioni fino a 1000 V DC viene inserito tra polo positivo e negativo verso terra un limitatore di sovratensione. In questo caso sono sufficienti i dispositivi di protezione da sovratensioni Tipo 2.
Nella pratica si è affermato l'uso di dispositivi di protezione da sovratensioni con contatti puliti per la segnalazione dello stato di esercizio del dispositivo di sezionamento termico. Si possono così allungare gli intervalli tra i controlli periodici dei dispositivi di protezione da sovratensioni.
I dispositivi di protezione da sovratensioni nelle cassette di terminazione dei generatori fotocoltaici funzionano da protezione locale per i moduli fotovoltaici e garantiscono che non si effettuano delle scariche pericolose nei pannelli PV, a causa di disturbi condotti o di campo.

18.4) Caratteristiche tecniche scaricatore fotovoltaico

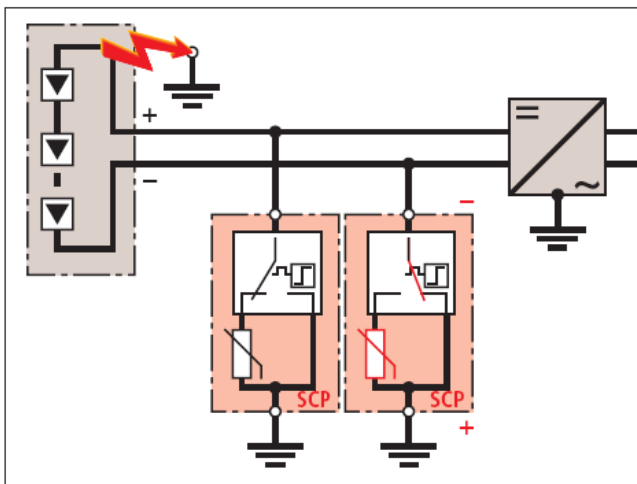
La costruzione interna del limitatore di sovratensione Tipo 2 stabilisce i criteri in punto di sicurezza. In questo scaricatore è stato combinato il dispositivo di controllo e sezionamento Thermo-Dynamik-Control, a doppio effetto, con un ulteriore dispositivo di corto circuito. Questo metodo di monitoraggio dello scaricatore crea uno stato di esercizio sicuro, senza il rischio d'incendio in caso di sovraccarico dei dispositivi, ad esempio per un guasto all'isolamento nel circuito fotovoltaico.

Scaricatore combinato Tipo 1, per la protezione di inverter fotovoltaici dalle sovratensioni anche in caso di fulminazioni dirette

Limitatore PV unipolare Tipo 2, con dispositivo di corto circuito

Nel seguente esempio viene descritto in modo più dettagliato il funzionamento del dispositivo di corto circuito nello scaricatore

Durante l'esercizo dell'impianto PV si manifesta un guasto all'isolamento nel generatore PV.

uasto sull'isolamento del generatore PV

Sovraccarico del limitatore di sovratensione per causa di un guasto all'isolamento

Questo causa il sovraccarico del limitatore di sovratensione per il superamento della tensione massima continuativa Uc.

L'attivazione del dispositivo di sezionamento e di c.to c.to dello scaricatore garantisce il funzionamento sicuro anche in caso di guasto nel generatore PV

Viene attivato il dispositivo combinatodi sezionamento e di corto circuito dello scaricatore che è capace di condurre autonomamente la corrente di corto circuito fino a 80 A finchè non venga ripristinato l'impianto PV.
Così sarà stabilito uno stato di esercizio sicuro perfino in caso di guasto all'isolamento nel circuito del generatore PV, senza che si può manifestare alcun pericolo d'incendio per l'impianto.

-

19) CRITERI GENERALI DI ALLACCIAMENTO ALLA RETE ENEL.

19.1) Generalità

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete ENEL è subordinato a precise condizioni tra le quali hanno particolare rilevanza le seguenti:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete ENEL, in caso contrario il collegamento con la rete ENEL stessa si dovrà interrompere immediatamente ed automaticamente. Pertanto, ogniqualvolta l'impianto del Cliente Produttore è sede di guasto o causa di perturbazioni si dovrà sconnettere senza provocare l'intervento delle protezioni installate sulla rete ENEL;
- il regime di parallelo dovrà altresì interrompersi immediatamente ed automaticamente ogniqualvolta manchi l'alimentazione della rete da parte ENEL o i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori consentiti;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete ENEL non compresi nel campo consentito, l'impianto di produzione non deve entrare ne permanere in servizio sulla rete stessa.

Le suddette prescrizioni hanno lo scopo di garantire l'incolumità del personale chiamato ad operare sulla rete in caso di lavori e di consentire l'erogazione dell'energia elettrica al Cliente Produttore secondo gli standard contrattuali e di qualità previsti da leggi e normative vigenti, nonché il regolare sulla esercizio della rete ENEL.

19.2) Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia (DIB) è installato nel punto di collegamento della rete in isola alla restante parte della rete del cliente produttore sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia. L'apertura del dispositivo d'interfaccia assicura la separazione di tutti i gruppi di produzione dalla rete pubblica.

Il dispositivo di interfaccia deve essere “a sicurezza intrinseca” cioè essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione. Tale bobina, alimentata in serie ai contatti di scatto delle protezioni, deve provocare l'apertura dello stesso dispositivo, sia in caso di corretto intervento che di guasto interno alle protezioni, sia in caso di mancanza di alimentazione ausiliaria.

Qualora il dispositivo di interfaccia sia posizionato internamente ad altre apparecchiature (ad es. in un convertitore o in un quadro elettrico di comando del generatore), la conformità alle presenti prescrizioni ed alle norme CEI richiamate e la caratteristica “a sicurezza intrinseca” deve essere certificata per tale apparecchiatura secondo le modalità prescritte nell’allegato AIB del disciplinare ENEL DK5940.

Il dispositivo di interfaccia deve essere scelto e dimensionato sulla base della configurazione d’impianto; in particolare esso dovrà potere stabilire ed interrompere le correnti che, in condizioni di normale funzionamento, di perdita di rete, guasto sulla rete pubblica, lo possono attraversare.

Relativamente alle sole condizioni normali e di perdita di rete, tenendo conto dei limiti sulla produzione di reattivo, il dispositivo di interfaccia deve essere in grado di interrompere correnti a cos ϕ =0,8, in assenza di carichi privilegiati fra uscita in corrente alternata del sistema di generazione e dispositivo di interfaccia, o minore nel caso contrario.

L'esecuzione del dispositivo di interfaccia deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8.
Sono pertanto ammesse le seguenti tipologie:
• interruttore automatico con bobina ausiliaria a mancanza di tensione;
• contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibile o con interruttore automatico;
• commutatore (inteso come Interruttore di manovra CEI EN 60947-3) accessoriato con bobina di apertura a mancanza di tensione combinato con fusibile o con interruttore automatico.
La tabella 1 riassume le tipologie di dispositivi ammesse:

Tabella 1: Tipologia DIB

	Monofase	**Trifase**	
Tipologia impianto	**fino a 6 kW**	**da 6 a 20 kW**	**oltre 20 kW**
Impianti collegati tramite sistema di conversione	Interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione; Contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibile o con interruttore automatico Commutatore (inteso come Interruttore di manovra CEI EN 60947-3) con bobina di apertura a mancanza di tensione combinato con fusibile o con interruttore automatico Anche interno al sistema di conversione		Interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione; Contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibile o con interruttore automatico Esterno al sistema di conversione
Generatori rotanti asincroni direttamente collegati alla rete pubblica	Interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione; Contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibile o con interruttore automatico		

Solamente nel caso di dispositivo di interfaccia posizionato internamente al sistema di conversione, è ammesso l'impiego di tipologie diverse (ad esempio relé elettromeccanici) purché sia verificata e certificata, da laboratorio accreditato EA, l'equivalenza alle tipologie sopra indicate almeno per le seguenti caratteristiche:
• corrente e tensione nominale;
• potere nominale di chiusura e interruzione e relativi fattori di potenza;
• prestazioni in servizio;
• modalità di sezionamento e caratteristiche dei contatti principali;
• categoria di utilizzazione;
• sicurezza intrinseca;
• tensione d'isolamento e di tenuta.
Il dispositivo di interfaccia deve essere asservito alle protezioni indicate nel paragrafo 8.4.
In assenza di carichi del produttore o se tutta la rete del produttore può funzionare in isola il dispositivo generale può svolgere le funzioni di dispositivo di interfaccia in tal caso il dispositivo deve essere equipaggiato con doppi circuiti di apertura comandati rispettivamente da:

• sganciatori di massima corrente;
• bobina a mancanza di tensione.
Conformemente alle prescrizioni CEI 11-20, la funzione di dispositivo di interfaccia deve essere svolta da un unico dispositivo, ovvero, qualora nell'impianto siano presenti più protezioni di interfaccia associate a diversi generatori, queste dovranno comandare un unico dispositivo di interfaccia che escluda tutti i generatori dalla rete pubblica. In deroga, per impianti di produzione collegati a rete BT pubblica e di potenza complessiva ≤ 20 kW, se tramite dispositivi di conversione statica, e ≤ 50 kW, se rotanti, la funzione può essere svolta da più dispositivi distinti fino ad un massimo di tre.

19.3) Protezioni di interfaccia

Le protezioni di interfaccia (PIB), costituite essenzialmente da relé di frequenza e di tensione, sono richieste, secondo la norma CEI 11-20, a tutela degli impianti ENEL e del cliente produttore in occasione di guasti e malfunzionamenti della rete durante il regime di parallelo.
Le funzioni di protezione di interfaccia previste dalla Norma CEI 11-20 sono:
• protezione di minima tensione;
• protezione di massima tensione;
• protezione di minima frequenza;
• protezione di massima frequenza;
• protezione a derivata di frequenza (opzionale);
Tenendo conto dei valori di taratura e dei tempi di intervento indicati, per tutti i tipi di guasto sulla rete ENEL si ha di regola l'intervento del relé di frequenza; i relé di tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di rincalzo.
In condizioni di rete particolare (ad esempio con alta probabilità di equilibrio fra carichi e generatori sulla stessa linea BT o sullo stesso trasformatore MT/BT) ENEL potrà richiedere al cliente produttore una protezione a derivata di frequenza.
Le funzioni di protezione d'interfaccia possono essere realizzate tramite:
1. un dispositivo dedicato (relé);
2. il sistema di controllo del dispositivo di conversione statica.

La tabella 2 indica quando la soluzione 2 è applicabile.

Tabella 2: Tipologia PIB

	Monofase	**Trifase**	
Tipologia generatore	**fino a 6 kW**	**da 6 a 20 kW**	**oltre 20 kW**
Impianti collegati tramite sistema di conversione (DC/AC o AC/DC)	Funzioni PIB anche assolte da sistema controllo inverter		Funzioni PIB assolte da dispositivo dedicato (separato dal sistema di conversione)
Generatori rotanti asincroni direttamente collegati alla rete pubblica	Funzioni PIB assolte da dispositivo dedicato		

A prescindere dal tipo di soluzione adottata, le prescrizioni funzionali e le relative prove devono essere conformi a quanto riportato nell'allegato AIB.
Nel caso di dispositivo di interfaccia unico è comunque possibile utilizzare protezioni di interfaccia dedicate ai singoli generatori purché i segnali delle singole protezioni siano riportati al dispositivo di interfaccia e ne determinino l'apertura per intervento di almeno una di esse (collegamento in OR).
Inoltre, in fase di esercizio, devono essere adottati tutti quei provvedimenti tali da attenuare i disturbi di origine elettromagnetica che possono alterare il funzionamento delle protezioni come generalmente indicato nei manuali d'uso delle apparecchiature.

19.4) Taratura protezioni di interfaccia

In tabella 3 sono riportate le tarature che devono essere impostate sulle protezioni di interfaccia. Tali tarature non devono poter essere modificate dal cliente produttore.

Tabella 3: funzioni delle protezioni di interfaccia e relative tarature

PROTEZIONE	ESECUZIONE	VALORE DI TARATURA	TEMPO DI INTERVENTO
Massima tensione	unipolare/tripolare	≤ 1,2 Vn	≤ 0,1 s
Minima tensione	unipolare/tripolare	≥ 0,8 Vn	≤ 0,2 s
Massima frequenza	Unipolare	50,3 o 51 Hz	senza ritardo intenzionale
Minima frequenza	Unipolare	49 o 49,7 Hz	senza ritardo intenzionale
Derivata di frequenza (se richiesta)	*Unipolare*	*0.5 Hz/s*	*senza ritardo intenzionale*

20)- PROVE E VERIFICHE FUNZIONALI.

20.1) Tipologia delle verifiche

La verifica tecnico-funzionale dell'impianto, ai fini dell'ammissione al beneficio delle tariffe incentivanti (Conto Energia), consiste nel verificare:

• la continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
• la messa a terra di masse e scaricatori;
• l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
• il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
• la condizione: Pcc > 0,85*Pnom *I / ISTC, ove:

- Pcc è la potenza in corrente continua (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del ± 2%;
- Pnom è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento (in W/m²) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del ± 3%;
- ISTC, pari a 1000 W/m², è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

• la condizione: Pca > 0,9*Pcc, ove: Pca è la potenza attiva in corrente alternata (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%;
• la condizione: Pca > 0,75*Pnom *I / ISTC.

Le verifiche di cui sopra dovranno essere effettuate, a lavori ultimati, dall'installatore dell'impianto, che dovrà essere in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia, e dovrà emettere una dichiarazione, firmata e siglata in ogni parte, che attesti l'esito delle verifiche e la data in cui le predette sono state effettuate.

20.2) Verifiche iniziali

Prima di essere messo in servizio l'intero impianto elettrico deve essere sottoposto alle verifiche iniziali previste dalle norme, con particolare riferimento a quanto indicato dal Capitolo 61 della Norma CEI 64-8; per verifica si intende l'insieme delle operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza dell'intero impianto elettrico alle prescrizioni delle norme e leggi vigenti.

Le verifiche iniziali comprendono:

- Esame e vista
- Prove

L'esame a vista deve essere effettuato prima dell'esecuzione delle prove.

20.3) Esame a vista

L'esame a vista deve precedere le prove e deve essere effettuato, di regola, con l'intero impianto fuori tensione. L'esame a vista deve accertare che i componenti siano:

- Conformi alle prescrizioni di sicurezza delle relative norme
- Scelti correttamente e messi in opera secondo le prescrizioni delle relative norme e della regola dell'arte;

- Non danneggiati visibilmente in modo da comprometterne la sicurezza.

L'esame a vista deve riguardare le seguenti condizioni, per quanto applicabili:

a) metodi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti, ivi compresa la misura delle distanze;
b) presenza di barriere tagliafiamma o altre precauzioni contro la propagazione del fuoco e metodi di protezione contro gli effetti termici;
c) scelta dei conduttori per quanto concerne la loro portata e la caduta di tensione; si deve verificare che la scelta delle sezioni dei conduttori, la loro messa in opera e la scelta dei dispositivi di protezione siano effettuate secondo quanto previsto dal progettista;
d) scelta e taratura dei dispositivi di protezione;
e) presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento o di comando;
f) scelta dei componenti elettrici e delle misure di protezione idonei con riferimento alle influenze esterne;
g) identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
h) presenza di schemi, di cartelli monitori e di informazioni analoghe;
i) identificazione dei circuiti, dei fusibili, dei morsetti, ecc.;
j) idoneità delle connessioni dei conduttori;
k) agevole accessibilità dell'impianto per interventi operativi e di manutenzione

20.4) Prove

Devono essere eseguite, per quanto applicabili, e preferibilmente nell'ordine indicato, le seguenti prove:

a) continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori equipotenziali principali e supplementari;
b) resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;
c) protezione per separazione dei circuiti di sistemi SELV e PELV e nel caso di separazione elettrica;
d) resistenza di isolamento del pavimento e delle pareti;
e) protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
f) prove di polarità;
g) prove di tensione applicata;
h) prove di funzionamento;
i) protezione contro gli effetti termici;
j) caduta di tensione.

Nel caso in cui qualche prova indichi la presenza di un difetto, tale prova e ogni altra prova precedente che possa essere stata influenzata dal difetto segnalato, deve essere ripetuta dopo l'eliminazione del difetto stesso.

I metodi di prova più comuni sono descritti nel capitolo 61 della Norma CEI 64-8.

20.5) Documentazione relativa alle prove e verifiche

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

• manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;
• schede tecniche dei materiali installati;
• dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
• dichiarazione di conformità ai sensi del DM37/08;
• certificato di collaudo funzionale dell'impianto redatto secondo il modello predisposto dal GSE;
• certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate.
• verifiche delle strutture di sostegno di impianti fotovoltaici effettuate con i seguenti criteri:

3. vento ribaltante + peso moduli, strutture e zavorre
4. vento stabilizzante + neve + peso moduli, strutture e zavorre